

Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Институт природных ресурсов
Кафедра бурения скважин



Технология бурения нефтяных и газовых скважин

Курс лекций

Автор: Епихин А.В.
ст. преп. каф. бурения скважин

Томск-2015 г.



Лекция №13

- *Наклонно-направленное бурение: особенности, оборудование, технологии*
- *Горизонтальное бурение: особенности, оборудование, технологии*
- *Зарезка боковых стволов: особенности, оборудование, технологии*
- *Радиальное бурение: особенности, оборудование, технологии*
- *Специальные способы направленного бурения: особенности, оборудование, технологии*
- *Горизонтально-направленное бурение: особенности, оборудование, технологии*
- *Кустовое бурение: особенности, оборудование, технологии*



Тема №1

Определения, основные понятия и термины.



Отрицательные последствия искривления скважин

- Повышенный износ инструмента.
- Увеличение нагрузки на крюке.
- Повышенный расход мощности на вращение колонны.
- Дополнительные нагрузки на забойные двигатели, УБТ, бурильные трубы за счет изгиба.
- Уменьшение устойчивости стенок скважины.
- Образование желобных выработок в стволе.
- Удлинение скважины.
- Дополнительные затраты времени на измерение искривления.

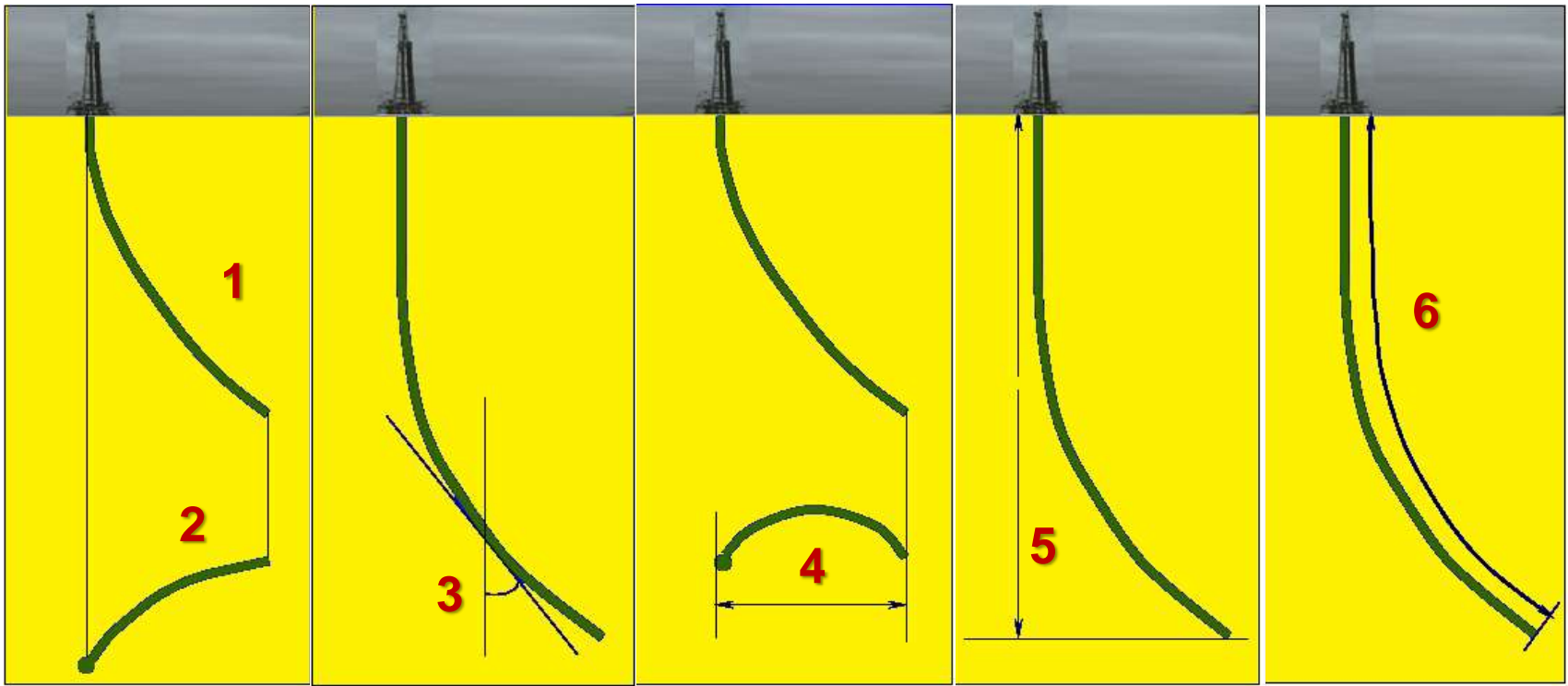


Области применения направленного бурения

- Бурение под море, озера и искусственные сооружения.
- Бурение с площадок ограниченных размеров по условиям рельефа.
- Разработка крутопадающих залежей углеводородов.
- Кустовое бурение.
- Бурение горизонтальных скважин.
- Бурение дополнительных стволов из бездействующих скважин.
- Многозбойное (радиальное) бурение.
- Бурение с морских буровых платформ и насыпных оснований.
- Обход мест сложных аварий.
- Обход зон обвалов, поглощений.
- Глушение фонтанов.



Термины и определения



Найдите соответствия?

Профиль

План

Длина

Глубина по вертикали

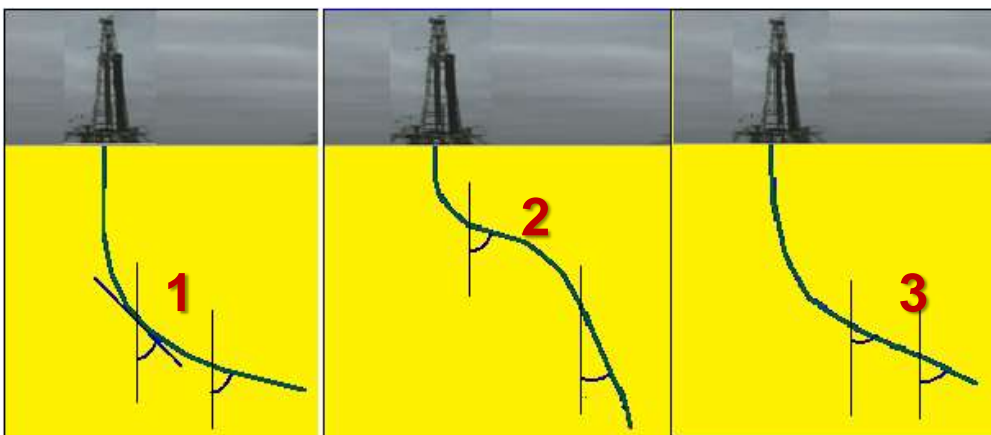
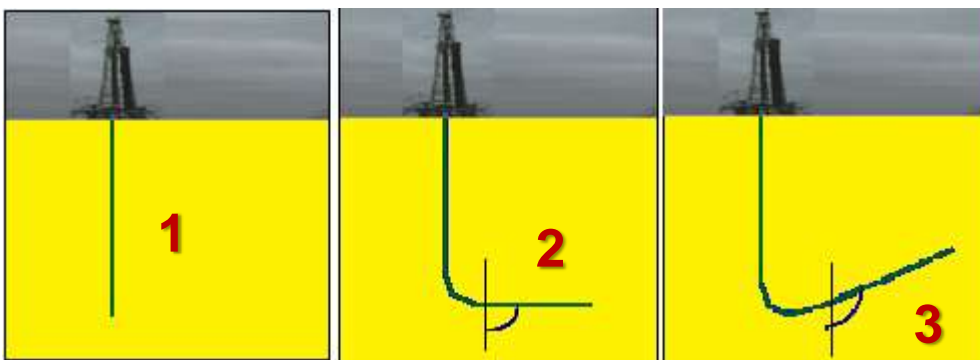
Отход

Зенитный угол



Термины и определения

Величина **отхода** и **зенитного угла** ограничивается либо **ТЕХНИЧЕСКИМИ** возможностями используемого инструмента, либо **нормативно**.



Вертикальная скважина
Горизонтальная скважина
Восстающая скважина



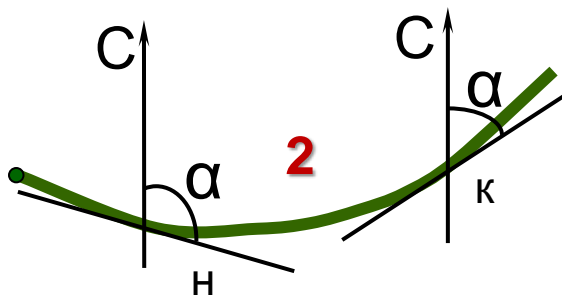
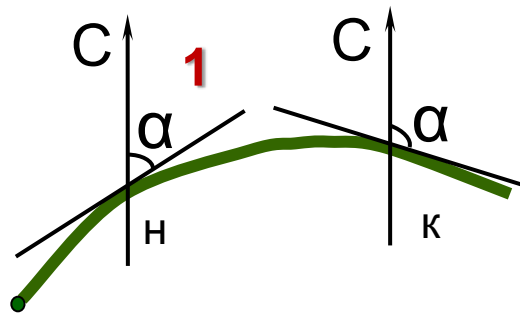
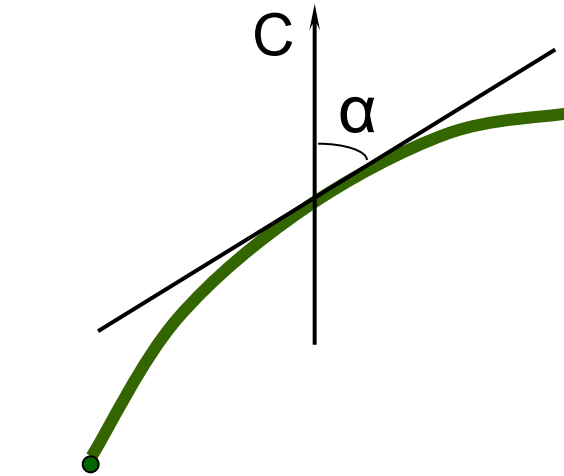
Набор зенитного угла
Падение зенитного угла
Стабилизация зенитного угла



Термины и определения

Азимут скважины α - угол между направлением на север и горизонтальной проекцией оси скважины, или касательной к ней, измеренный по часовой стрелке.

- **Азимут скважины** изменяется в пределах от 0° до 360° .
- **Магнитный азимут** измеряется от магнитного меридиана.
- **Истинный азимут** измеряется от географического меридиана. Угол между магнитным и географическими меридианом называется **склонением**.
- **Условный азимут** измеряется от направления, принятого условно за северное.



Искривление вправо по азимуту?

Искривление влево по азимуту?



Термины и определения

Интенсивность искривления - темп отклонения скважины от ее первоначального направления по зенитному углу i_θ или азимуту i_α .

$$i_\theta = \frac{\theta_K - \theta_H}{l}$$

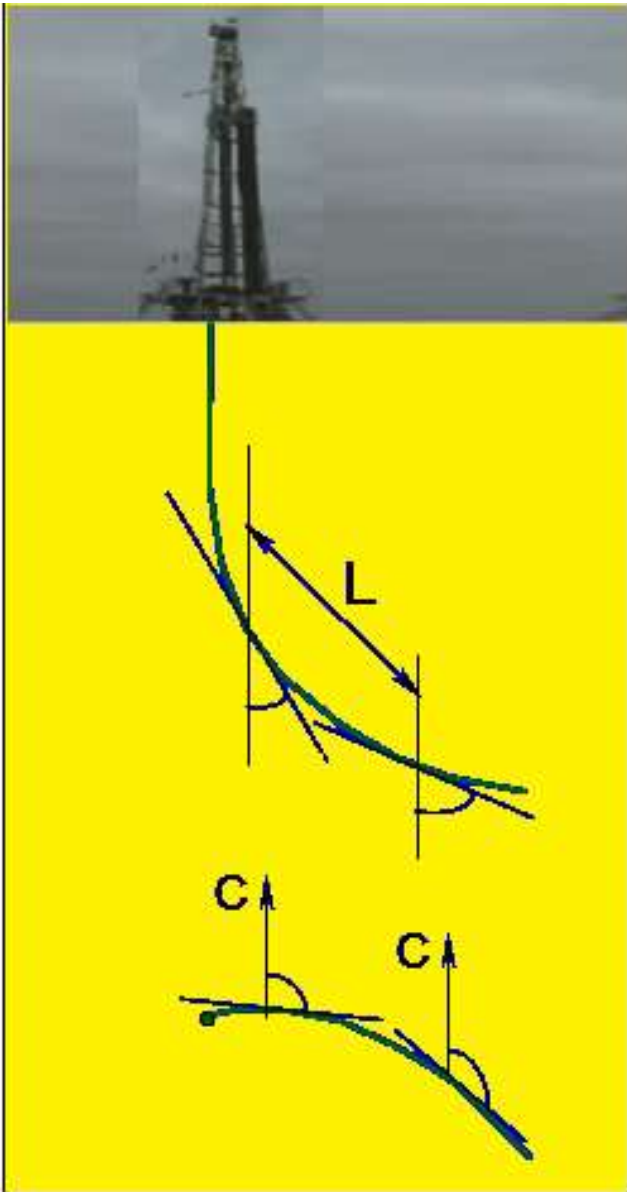
$$i_\alpha = \frac{\alpha_K - \alpha_H}{l}$$



Когда интенсивность искривления отрицательна?

Когда интенсивность искривления положительна?

Когда интенсивность искривления равна 0?



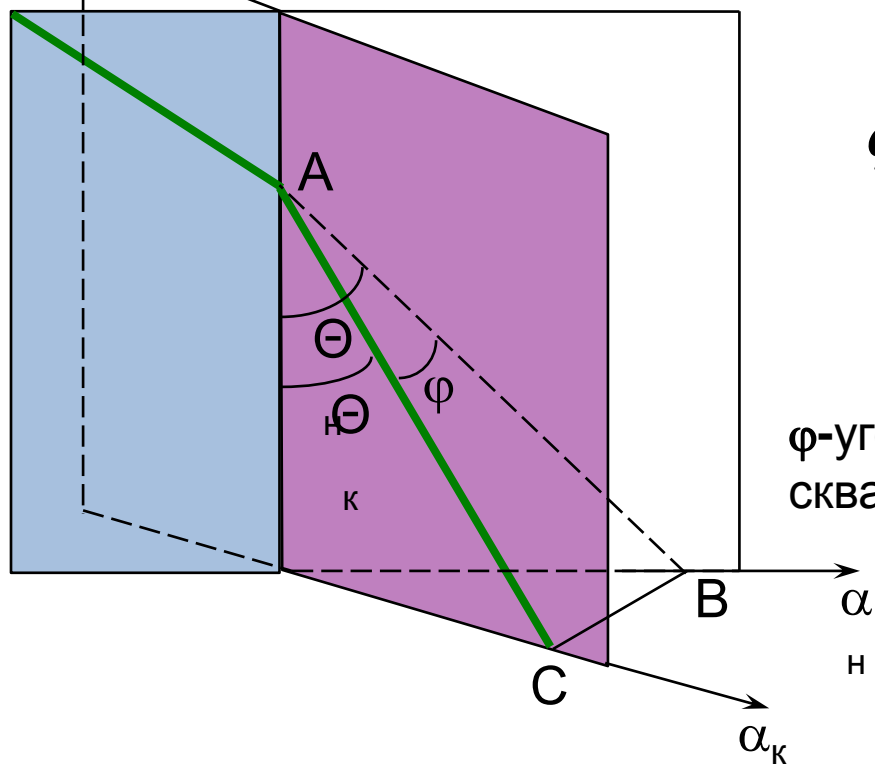


Термины и определения

В интервале установки насосного оборудования для эксплуатации скважины интенсивность искривления должна быть **не более 3 град/100 м.**

В интервале искусственного искривления при бурении под кондуктор интенсивность искривления должна быть **не более 1,5 град/10 м.**

$$\varphi = \arccos [\cos \theta_H \cdot \cos \theta_K + \sin \theta_H \sin \theta_K \cdot \cos (\alpha_K - \alpha_H)],$$



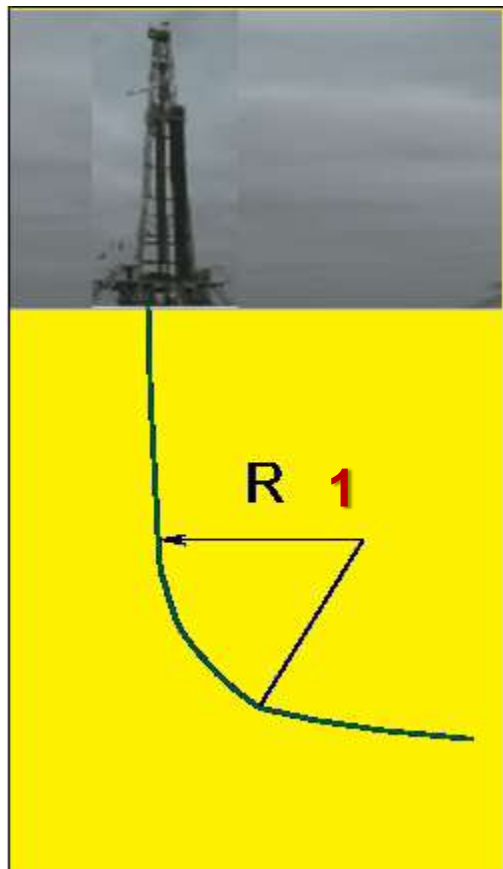
$$\varphi = \sqrt{(\theta_K - \theta_H)^2 + [(\alpha_K - \alpha_H) \cdot \sin \theta_{cp}]^2},$$

$$i_\varphi = \frac{\varphi}{l}$$

φ -угол пространственного искривления скважины.

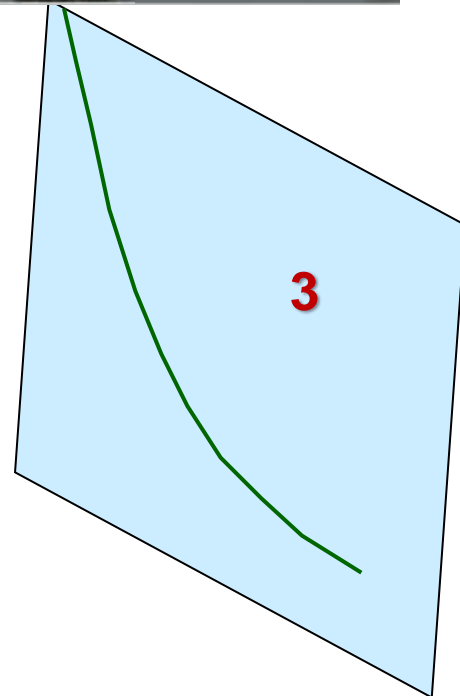


Термины и определения



$$R_2 = \frac{57,3}{|i|}$$

$$K_4 = \frac{1}{R}$$



Радиус кривизны скважины?

Кривизна скважины?

Апсидальная плоскость?



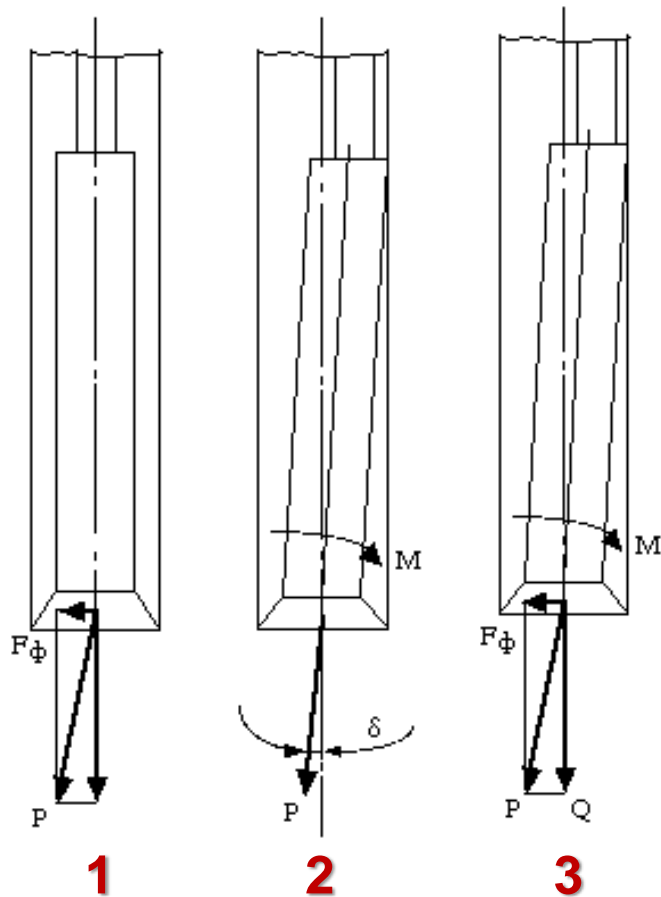
Тема №2

Причины искривления скважин.



Механизмы искривления скважин

Основная причина искривления скважин - неравномерное разрушение горной породы на забое, что происходит в результате действия различных сил и опрокидывающих моментов, действующих на породоразрушающий инструмент. Все эти силы и моменты можно привести к одной равнодействующей силе и главному моменту.



Искривления ствола за счет фрезерования стенки скважины?

Искривление за счет асимметричного разрушения породы на забое скважины?

Искривление скважин за счет одновременного фрезерования стенки и асимметричного разрушения забоя?



Причины искривления скважин

Причины искривления

Технологические

Геологические

Технические

Анизотропия
горных пород

Слоистость

Сланцеватость

Переменяемость
слоев по твердости

Трещиноватость

Пористость

Наличие включений



Причины искривления скважин

Причины искривления

Технологические

Геологические

Технические

Осевая
нагрузка

Частота вращения
инструмента

Вид бурового
раствора

Качество
бурового раствора

Расход
бурового раствора



Причины искривления скважин

Причины искривления

Технологические

Геологические

Технические

Состав КНБК

диаметр отдельных элементов

толщина стенки труб

длина отдельных элементов

места и количество установленных центраторов

количество и места установки калибраторов

Особенности породоразрушающего инструмента

форма торца

фрезерующая способность

тип вооружения



Тема №3

Типы профилей наклонно- направленных скважин. Выбор и расчет.



Требования к профилю скважин

Проектный профиль скважины должен обеспечивать:

- выполнение скважиной поставленной задачи при требуемом качестве;
- вскрытие пласта (геологического объекта) в заданной точке при допустимых отклонениях от нее;
- максимально высокие дебит скважины и коэффициент извлечения нефти;
- максимально возможное сохранение коллекторских свойств продуктивного горизонта;
- оптимальное соотношение затрат средств и времени на сооружение скважины.



Классификация профилей направленных скважин

По количеству интервалов с неизменной интенсивностью

— двухинтервальные

— трехинтервальные

— четырехинтервальные

— пятиинтервальные

— прочие

По виду профиля

— S-образные

— J-образные

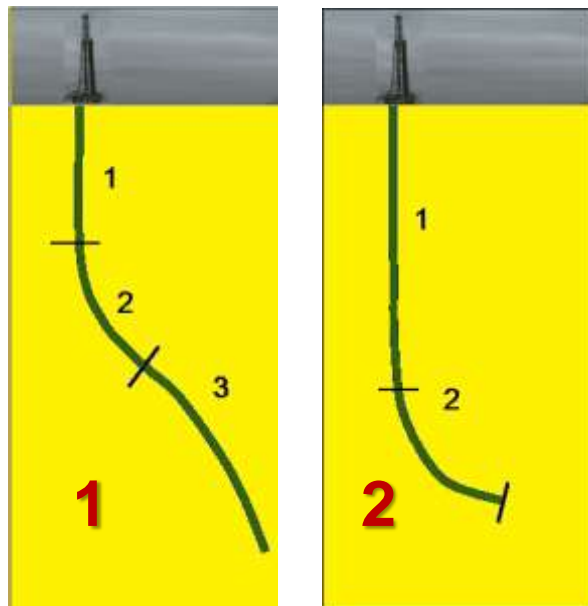
По величине радиуса искривления

— с большим радиусом

— со средним радиусом

— с малым радиусом

— со сверхмалым радиусом



Какой профиль S-образный, а какой J-образный?

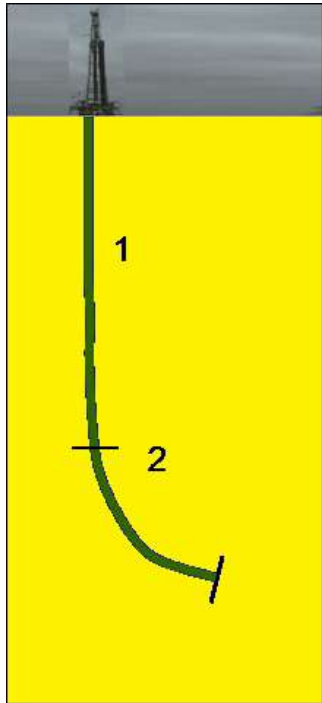


Достоинства и недостатки разных профилей

Двухинтервальный профиль

Преимущества: максимальный отход скважины.

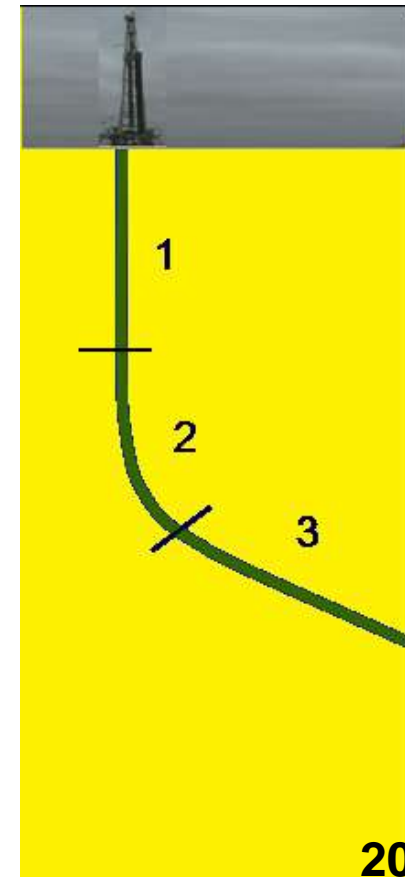
Недостатки: постоянное применение специальных компоновок (отклонителей) на втором интервале.



Трехинтервальный профиль с третьим прямолинейным участком

Преимущества: минимальное время бурения с отклонителем; сравнительно большая величина отхода.

Недостатки: возможность осложнений при бурении третьего интервала, особенно в абразивных породах средней твердости и твердых.



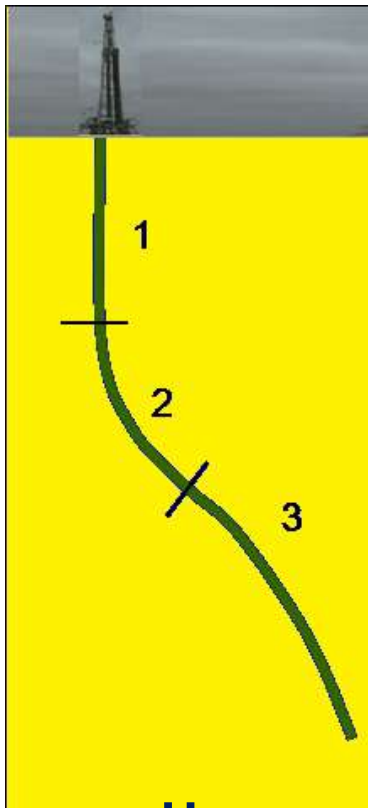


Достоинства и недостатки разных профилей

Трехинтервальный профиль с третьим криволинейным участком

Преимущества: упрощается проходка третьего интервала.

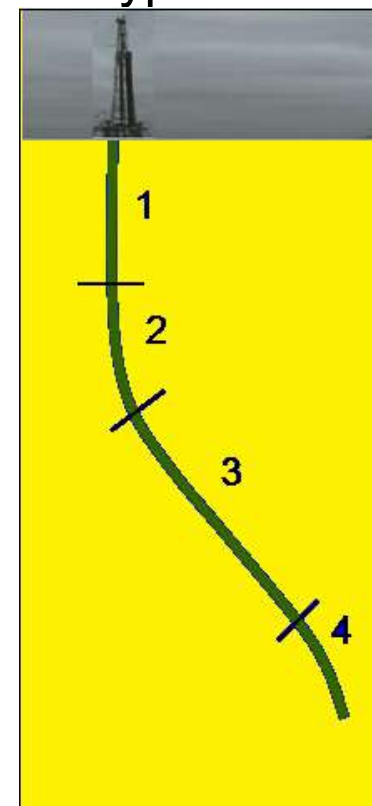
Недостатки: уменьшается отход при прочих равных условиях; увеличивается длина интервала бурения с отклонителем.



Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом уменьшения зенитного угла

Преимущества: сравнительно большая величина отхода; уменьшение вероятности осложнений в процессе бурения.

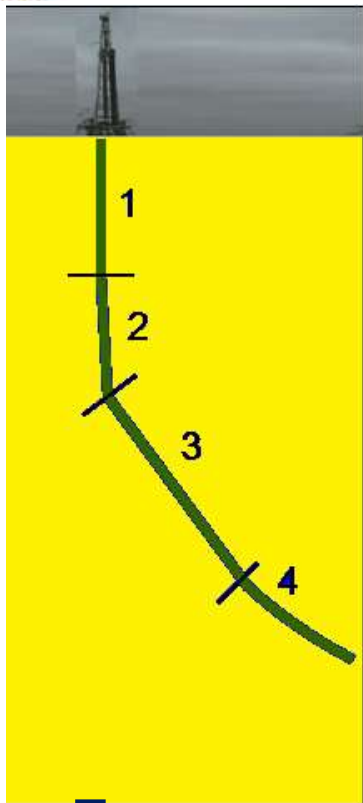
Недостатки: возрастание сил сопротивления перемещению колонны туб.





Достоинства и недостатки разных профилей

Четырехинтервальный профиль с четвертым интервалом увеличения зенитного угла



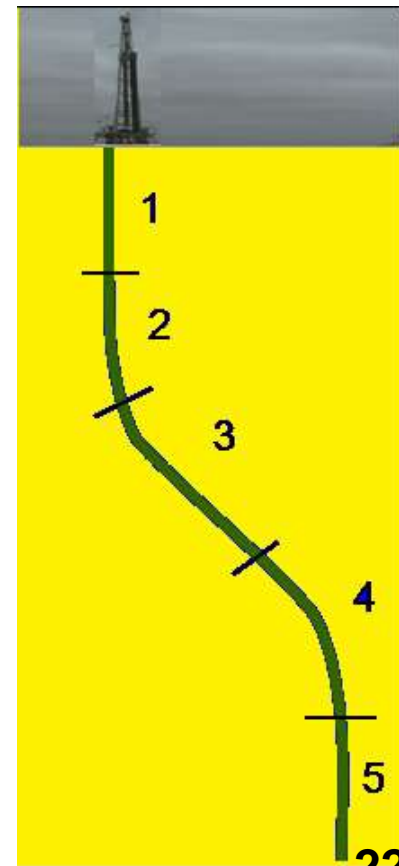
Преимущества: увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования; увеличения дебита скважины; увеличения коэффициента нефтеотдачи пласта.

Недостатки: сложность реализации.

Пятиинтервальный профиль

Преимущества: при эксплуатации скважины возможна установка насосного оборудования в зоне продуктивного горизонта.

Недостатки: существенное увеличение нагрузки на крюке за счет сил трения.





Определение допустимой интенсивности искривления

Минимальный радиус кривизны ствола R_{min} определяется по следующим формулам:

- из условия проходимости оборудования и инструмента по скважине:

$$R_{min} = \frac{L^2}{8(D-d-K)},$$

где **L**-длина спускаемого инструмента; **d**-его диаметр; **D**-диаметр скважины или внутренний диаметр обсадной колонны; **K**-необходимый зазор, $K=1,5-3$ мм.

- из условия предотвращения желобообразования:

$$R_{min} = \frac{Pl}{F_{дон}},$$

где **P**-натяжение колонны при подъеме инструмента; **l** -расстояние между замками; **F_{дон}**-допустимая сила прижатия замка к стенке скважины.

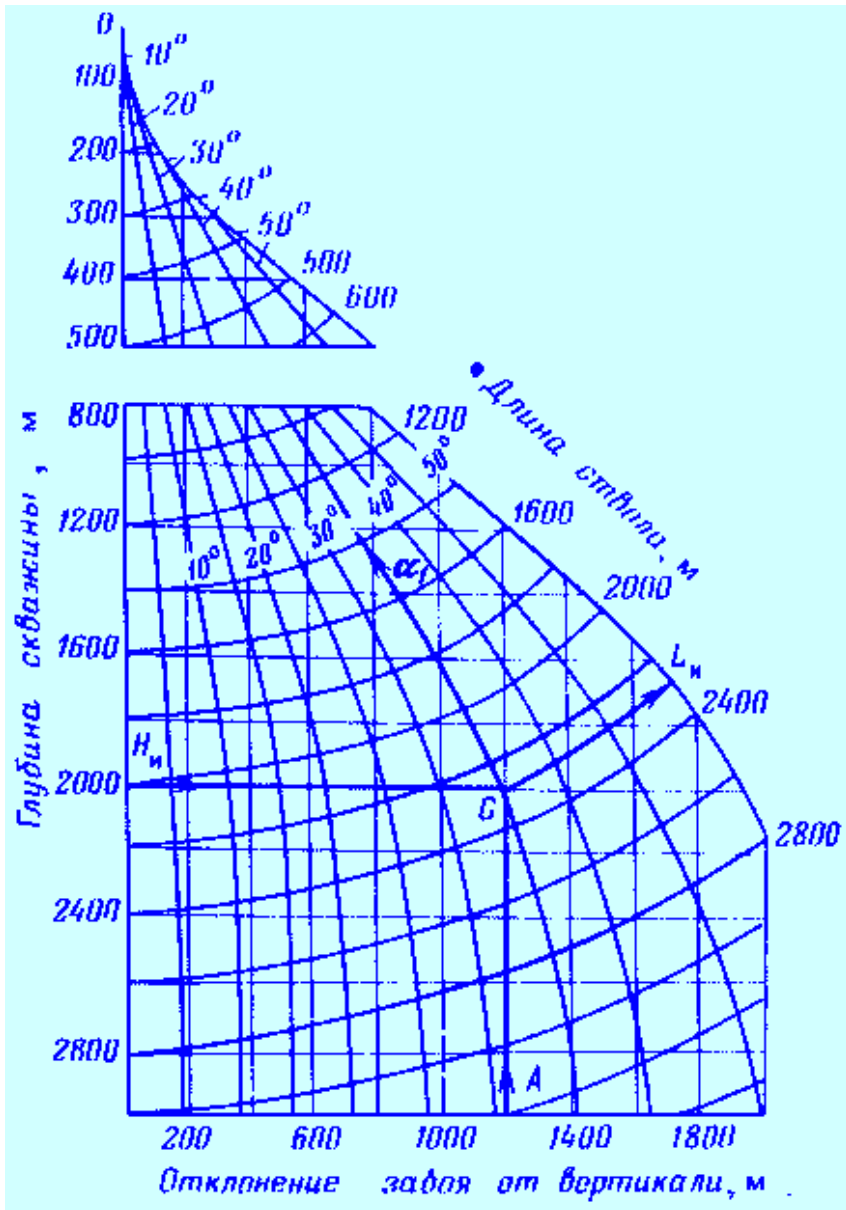
- из условия предотвращения поломок колонн труб:

$$R_{min} = \frac{Ed}{2[\sigma_{изг}]},$$

где **E**-модуль упругости; **[σ]** -допустимое напряжение изгиба.



Проектирование по номограммам



Исходные данные:

- Глубина скважины по вертикали;
- Отход скважины;
- Зенитный угол в конце интервала набора.

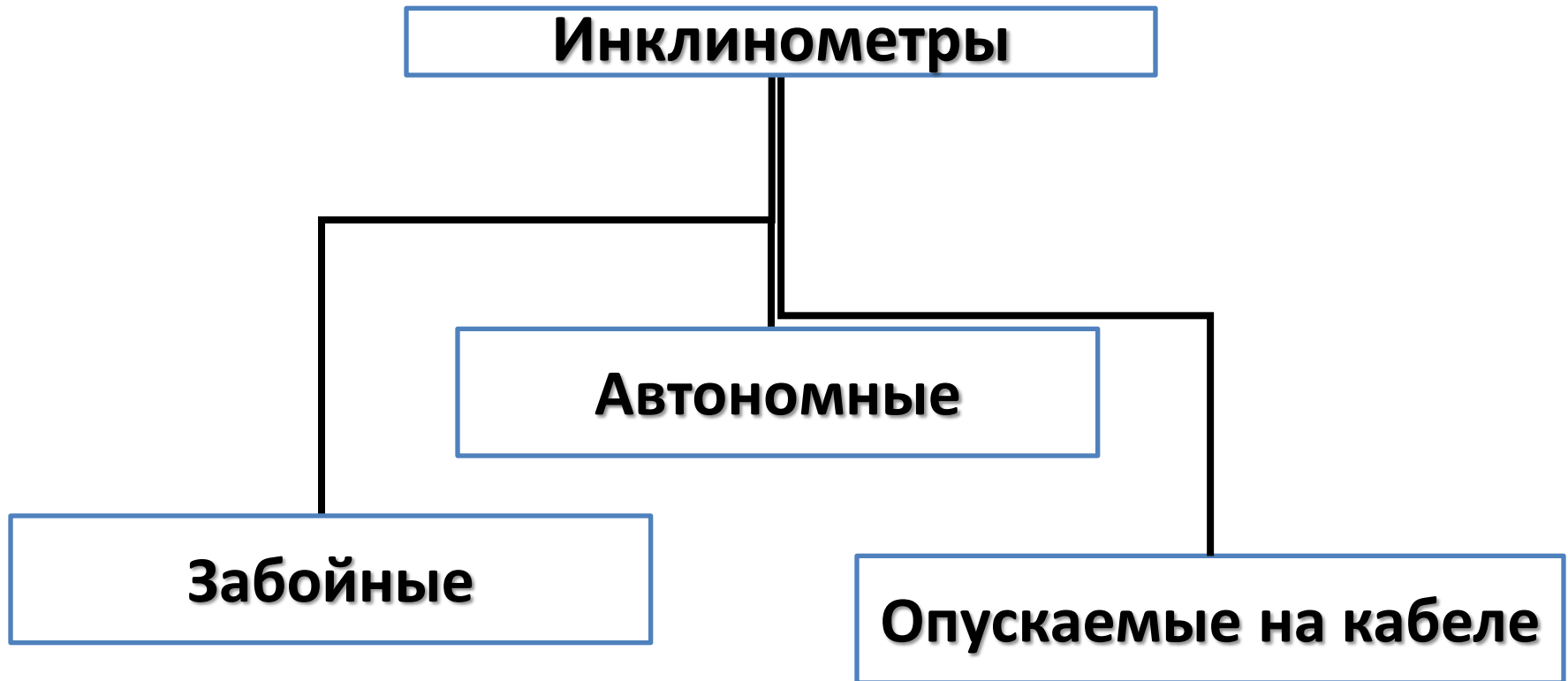


Тема №4

***Контроль при проводке скважин.
Инклинометрия скважин. Техника и
технологии.***



Классификация инклинометров



Инклинометр (от [лат.](#) *incline* — наклоняю и *...метр*) — [прибор](#), предназначенный для измерения угла наклона различных объектов, относительно гравитационного поля Земли. Помимо собственно величины угла наклона может измеряться его направление — [азимут](#).



Виды каналов «забой-устье»

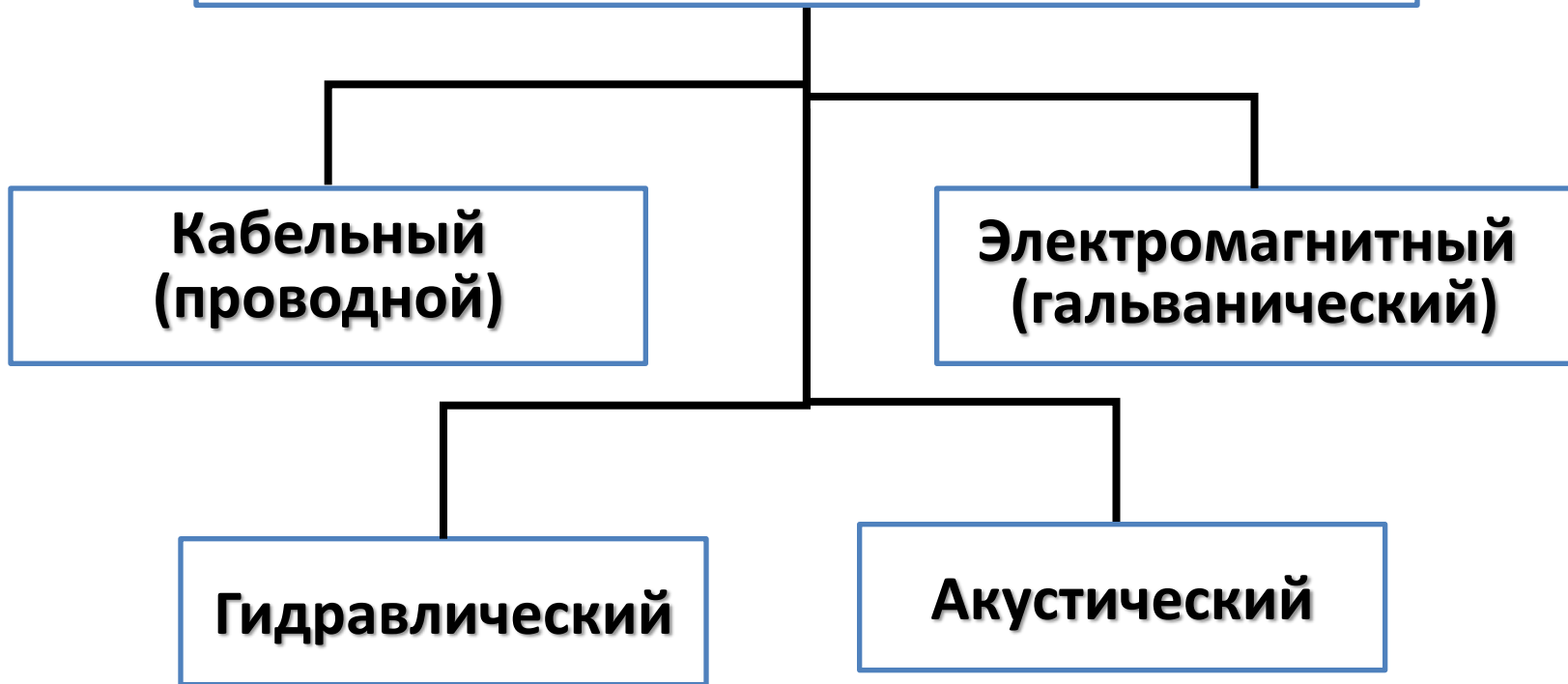


Какой канал самый надежный?

Какой канал самый сложный в реализации?

Какой канал самый распространенный в Западной Сибири?

Виды каналов связи «Забой-устье»





Автономные приборы

Автономные приборы

Измерение одного параметра

Измерение двух и более параметров

Магнитные датчики

Гироскопические датчики

Способы регистрации измеряемых параметров

Химическая

Механическая

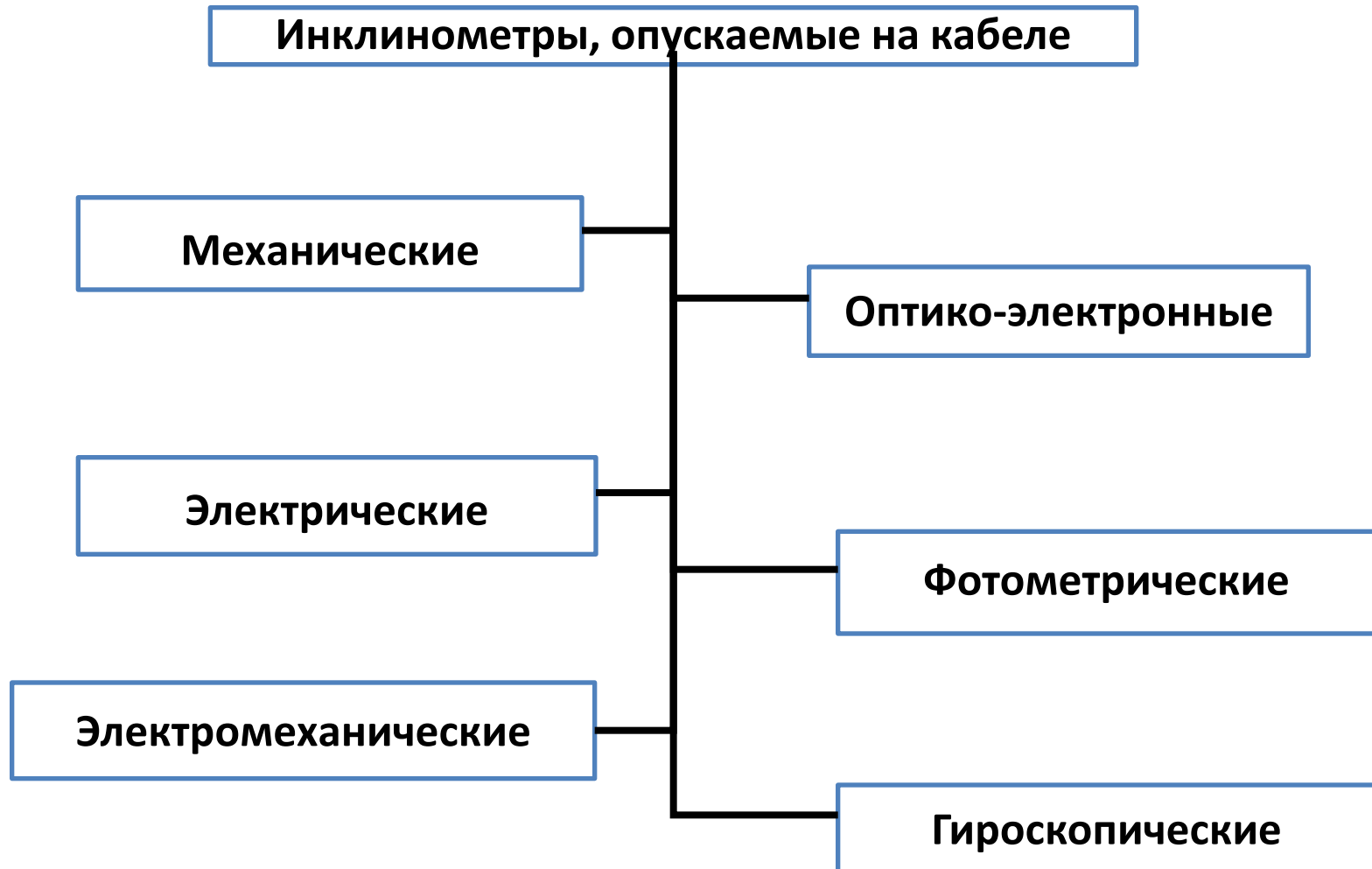
Магнитная запись

Фото- и кинорегистрация

Запоминание на статических элементах

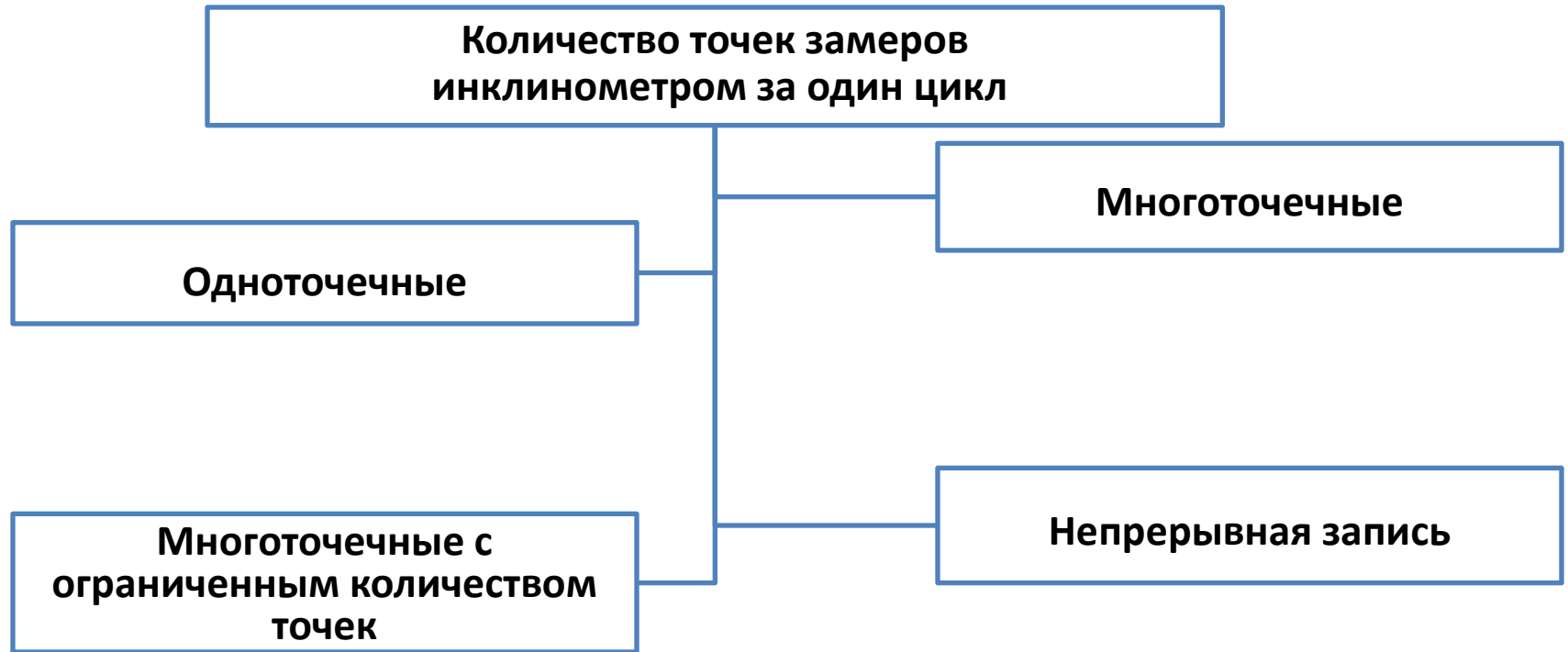


Неавтономные приборы





Классификация по периодичности замеров



Какой способ самый распространенный в Западной Сибири?

Как ликвидировать возможность ошибки в измерениях?

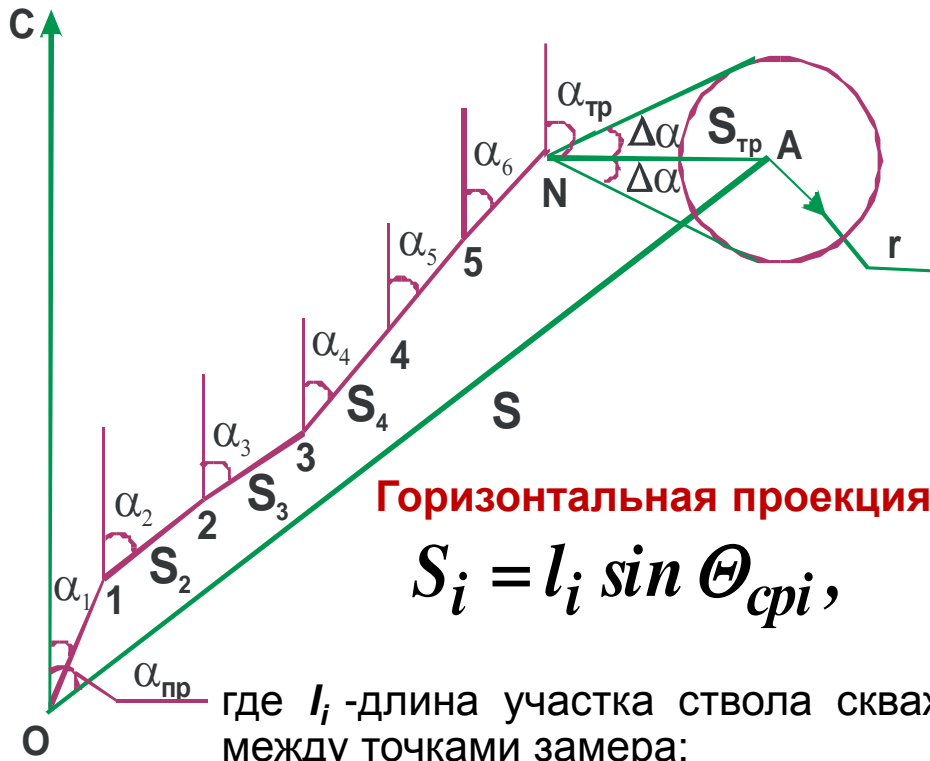


Тема №5

***Контроль при проводке скважин.
Другие способы контроля.***



Графический способ построения проекции



Горизонтальная проекция

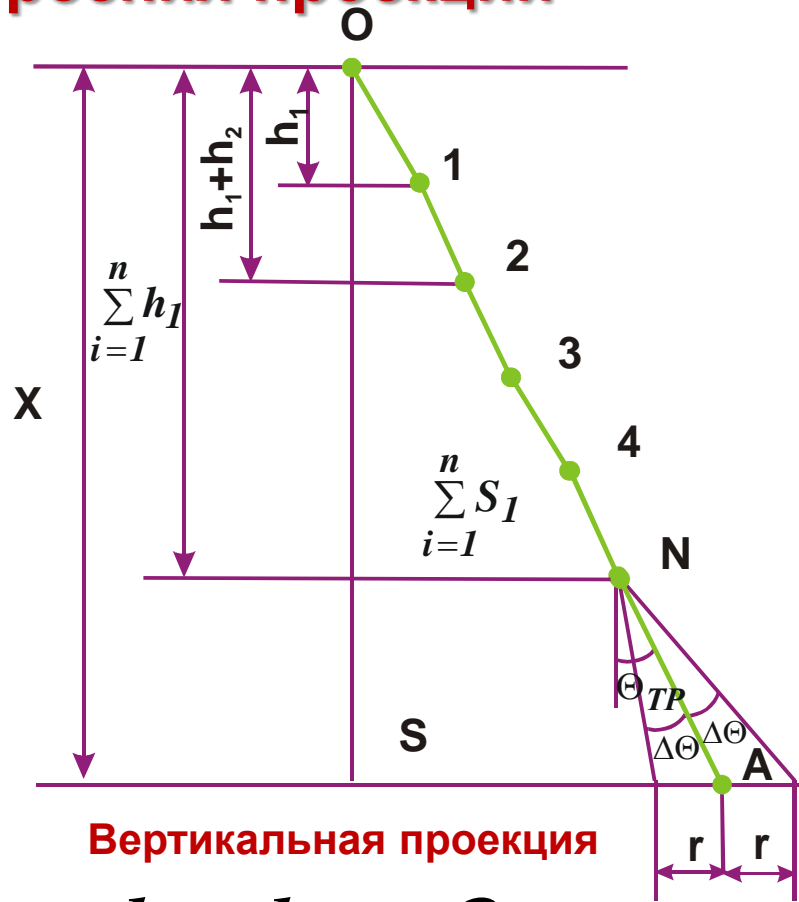
$$S_i = l_i \sin \Theta_{cpi},$$

где l_i -длина участка ствола скважины между точками замера;

Θ_{cpi} -средний зенитный угол участка.

$$\theta_{mp} = \text{arctg} \frac{S_{mp}}{H - H_N},$$

где θ_{mp} -требуемый зенитный угол для попадания скважины в проектную точку.



Вертикальная проекция

$$h_i = l_i \cos \Theta_{cpi},$$

$$S_{ie} = l_i \sin \Theta_{cpi} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{cpi}),$$

где α_{np} -проектный азимут скважины;

α_{cpi} -средний азимутальный угол участка.



Аналитическое определение координат ствола

1. Система координат

За начало координат принимаем устье скважины.

Ось OZ направлена вертикально вниз.

Ось OX - в направлении на проектную точку вскрытия пласта в горизонтальной плоскости.

Ось OY - перпендикулярна к ним и вправо относительно оси OX.

2. Приращение координат ΔX , ΔY , ΔZ на отдельном участке

$$\Delta X = l_i \sin \Theta_{cpi} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{cpi}); \quad \Delta Y = l_i \sin \Theta_{cpi} \cdot \sin(\alpha_{np} - \alpha_{cpi});$$
$$\Delta Z = l_i \cos \Theta_{cpi},$$

где l_i - длина i -го участка, м, принимается равной 10, 20 или 40 м;

Θ_{cpi} и α_{cpi} - средние значения зенитного угла и азимута на i -м участке, град;

α_{np} - проектный азимут скважины, град.

3. Координаты X_N , Y_N и Z_N N-й точки ствола

$$X_N = \sum_{i=1}^N X_i; \quad Y_N = \sum_{i=1}^N Y_i; \quad Z_N = \sum_{i=1}^N Z_i.$$



Аналитическое определение координат ствола

4. Ожидаемые координаты $X_{ож}$ и $Y_{ож}$ точки вскрытия продуктивного горизонта

$$X_{ож} = X_N + (H_{np} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cdot \cos(\alpha_{np} - \alpha_{ож}),$$
$$Y_{ож} = Y_N + (H_{np} - Z_N) \operatorname{tg} \Theta_{ож} \cdot \sin(\alpha_{np} - \alpha_{ож}),$$

где $\Theta_{ож}$ и $\alpha_{ож}$ - ожидаемые значения зенитного угла и азимута с учетом естественного искривления за интервал от точки N до точки вскрытия продуктивного горизонта;

H_{np} - проектная глубина скважины по вертикали, м.

5. Предполагаемое отклонение $r_{ож}$ точки вскрытия пласта от проектной

$$r_{ож} = \sqrt{(S - X_{ож})^2 + Y_{ож}^2}, \quad \text{где } S \text{ - проектный отход скважины, м.}$$

6. Требуемые зенитный Θ_{mp} и азимутальный α_{mp} углы для попадания скважины в проектную точку

$$\Theta_{mp} = \operatorname{arctg} \frac{Y_N}{(H_{np} - Z_N) \sin \gamma}, \quad \alpha_{mp} = \alpha_{np} + \gamma, \quad \gamma = \operatorname{arctg} \frac{Y_N}{S - X_N}.$$

7. Допустимые отклонения зенитного $\Delta\Theta$ и азимутального $\Delta\alpha$ углов при заданном радиусе круга допуска R

$$\Delta\Theta = \operatorname{arcsin} \frac{0,7 R \cos \Theta_{mp}}{H_{np} - Z_N}, \quad \Delta\alpha = \frac{\Delta\Theta}{\sin \Theta_{mp}}.$$



Тема №6

Технические средства направленного бурения скважин.



Классификация отклонителей

Отклонители разового действия

- Закрытые клинья, опускаемые на колонне бурильных труб.
- Закрытые клинья, опускаемые на колонне направляющих труб.
- Открытые неизвлекаемые клинья.
- Открытые извлекаемые клинья.

Отклонители непрерывного действия

- Кривая труба.
- Кривой переводник.
- Турбинный отклонитель (ТО).
- Отклонитель турбинный секционный (ОТС).
- Шпindel отклонитель (ШО).
- Отклонитель с эксцентричной накладкой.
- Винтовой забойный двигатель с механизмом искривления.
- Электробур с механизмом искривления.
- Шарнирный отклонитель.
- Центратор с изменяющимся диаметром.
- КНБК с центраторами и калибраторами.
- Роторные управляемые системы (РУС).



Достоинства и недостатки отклонителей

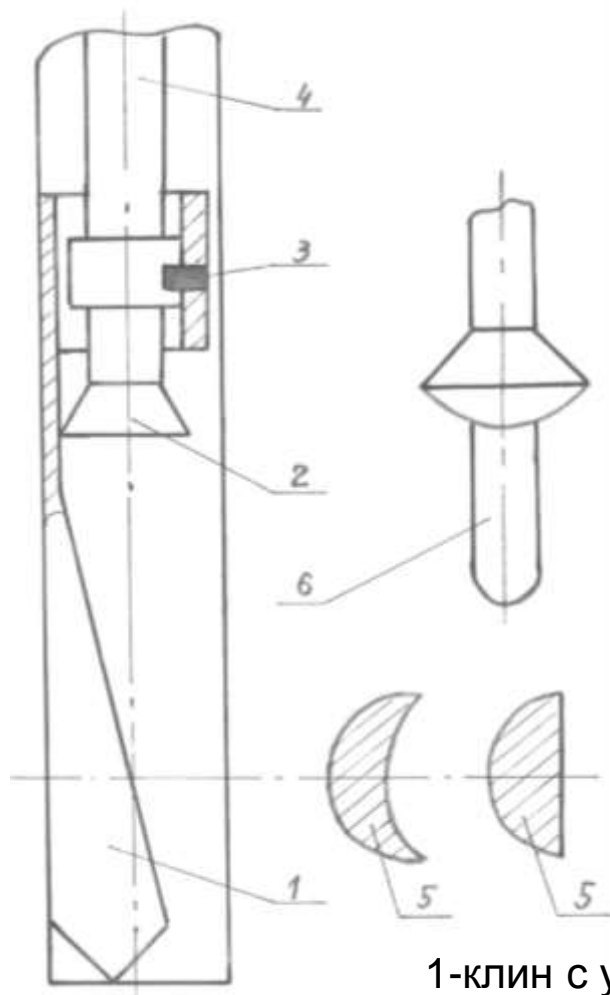
Закрытый клин, опускаемый на колонне бурильных труб

Преимущества:

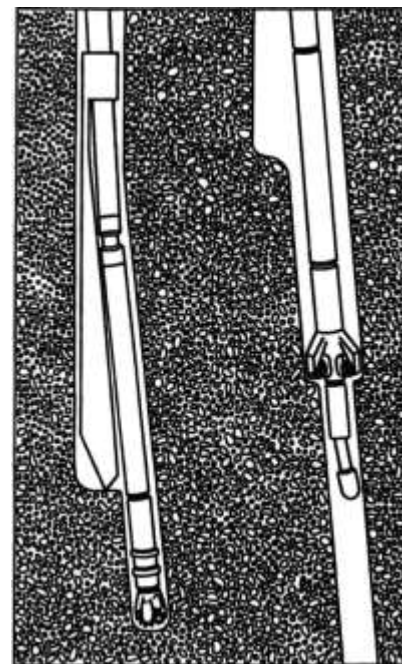
- минимальная вероятность осложнений при дальнейшей углубке ствола;
- сохранение диаметра скважины;
- возможность повторного использования.

Недостатки:

- искривление скважины ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО С естественного забоя;
- резкий перегиб ствола.



- 1-клин с узлом крепления; 2-долото;
3-срезной болт; 4-бурильные трубы;
5-варианты ложка клина;
6-расширитель пилот-скважины.





Достоинства и недостатки отклонителей

Закрытый клин, опускаемый на колонне направляющих труб

Преимущества:

- возможность забуривания нескольких стволов без подъема инструмента;
- после окончания работ клин может быть извлечен и использован повторно.

Недостатки:

- дополнительный расход труб;
- уменьшение диаметра дополнительного ствола;
- увеличение затрат времени на спуск дополнительной колонны труб.

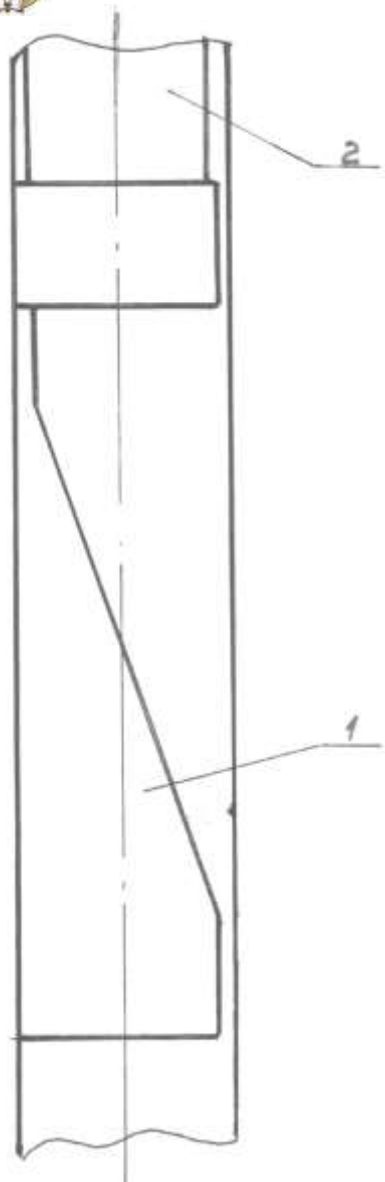
Открытый неизвлекаемый клин

Преимущества:

- диаметр дополнительного ствола может быть равен диаметру основного ствола;
- более надежное раскрепление клина.

Недостатки:

возможны осложнения за счет посадки или проворота клина.



1-клин;
2-колонна направляющих труб.

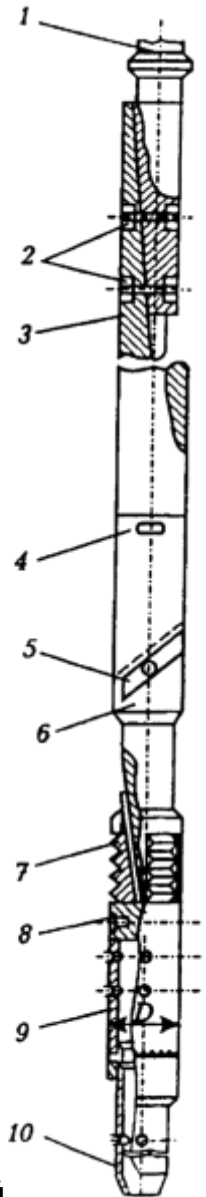


Схема отклонителя ОЗТ:

1-спускной клин; 2-болты; 3-клин-отклонитель; 4-надставка; 5-шпилька; 6-корпус; 7-плашка; 8-винт; 9-плашкодержатель; 10-специальный патрубков.



Достоинства и недостатки отклонителей

Извлекаемый открытый клин

Дополнительное преимущество перед неизвлекаемыми открытыми клиньями - извлечение из скважины, что позволяет спустить необходимый инструмент в основной ствол и использовать клинья повторно.



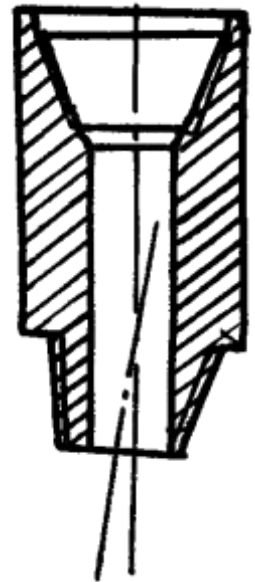
Кривой переводник

Преимущества:

- простота изготовления;
- дешевизна;
- возможность применения в комплексе с другими отклонителями.

Недостатки:

- интенсивность искривления зависит от физико-механических свойств горных пород и режимов бурения;
- радиальные нагрузки на породоразрушающий инструмент и забойный двигатель;
- применение с турбобурами возможно только в скважинах большого диаметра;
- искривление скважины возможно только до зенитных углов в 45° .





Достоинства и недостатки отклонителей

Турбинный отклонитель

Преимущества:

- возможность применения в скважинах малого диаметра;
- стабильность искривления;
- отсутствие резких перегибов ствола.

Недостатки:

- малый моторесурс кулачкового шарнира;
- дороговизна.

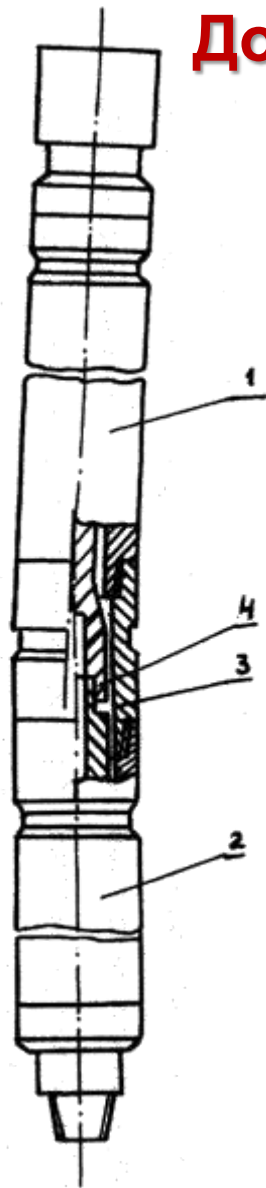
Шпindelь-отклонитель

Преимущества:

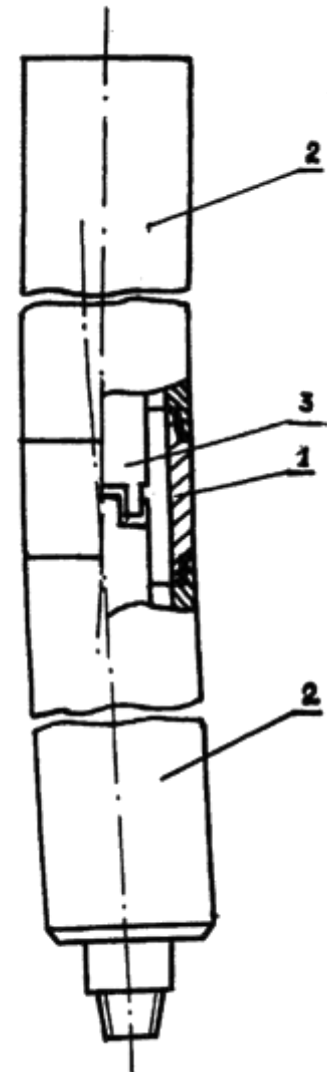
- возможно применение с любым секционным турбобуром;
- увеличенный ресурс кулачкового шарнира за счет его гидравлической разгрузки;
- меньшие радиальные нагрузки на турбинные секции;
- простота обслуживания.

Недостатки:

- сложность конструкции;
- дороговизна.



- 1-турбинная секция;
- 2-шпindelь;
- 3-кривой переводник;
- 4-кулачковый шарнир.



- 1-кривой переводник;
- 2-разъемный корпус;
- 3-кулачковый шарнир.



Достоинства и недостатки отклонителей. Способы регулирования.

Отклонитель с накладкой

Преимущества:

- простота изготовления.

Недостатки:

- возможность «зависания» инструмента;
- радиальные нагрузки на породоразрушающий инструмент и забойный двигатель.

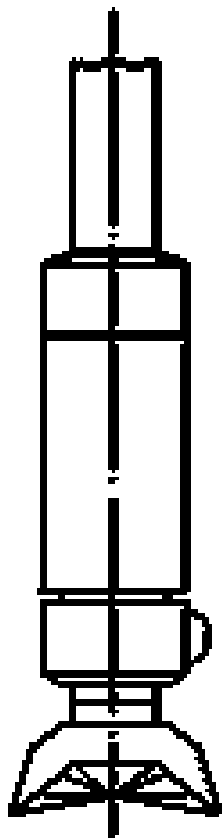
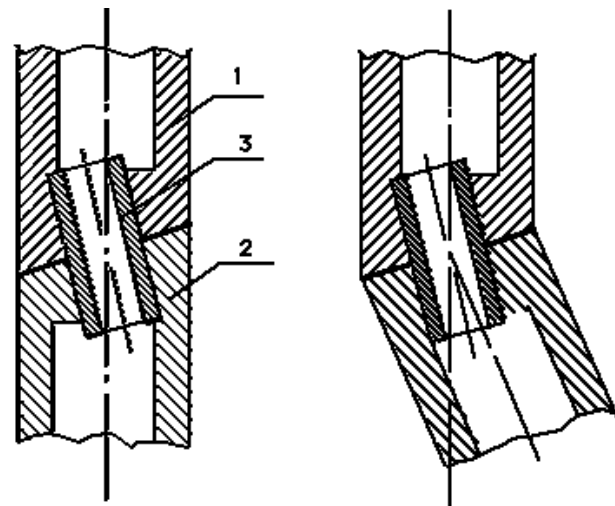


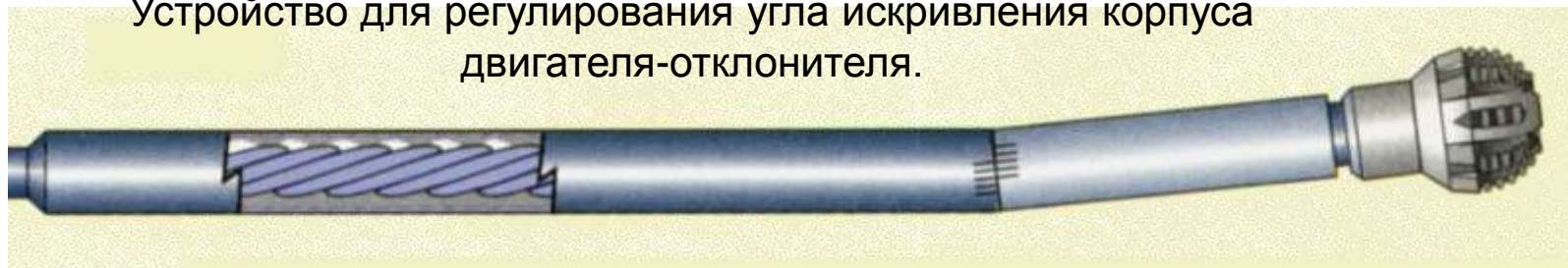
Схема регулирования кривого переводника



- 1- верхняя секция;
2- нижняя секция;
3- вал.

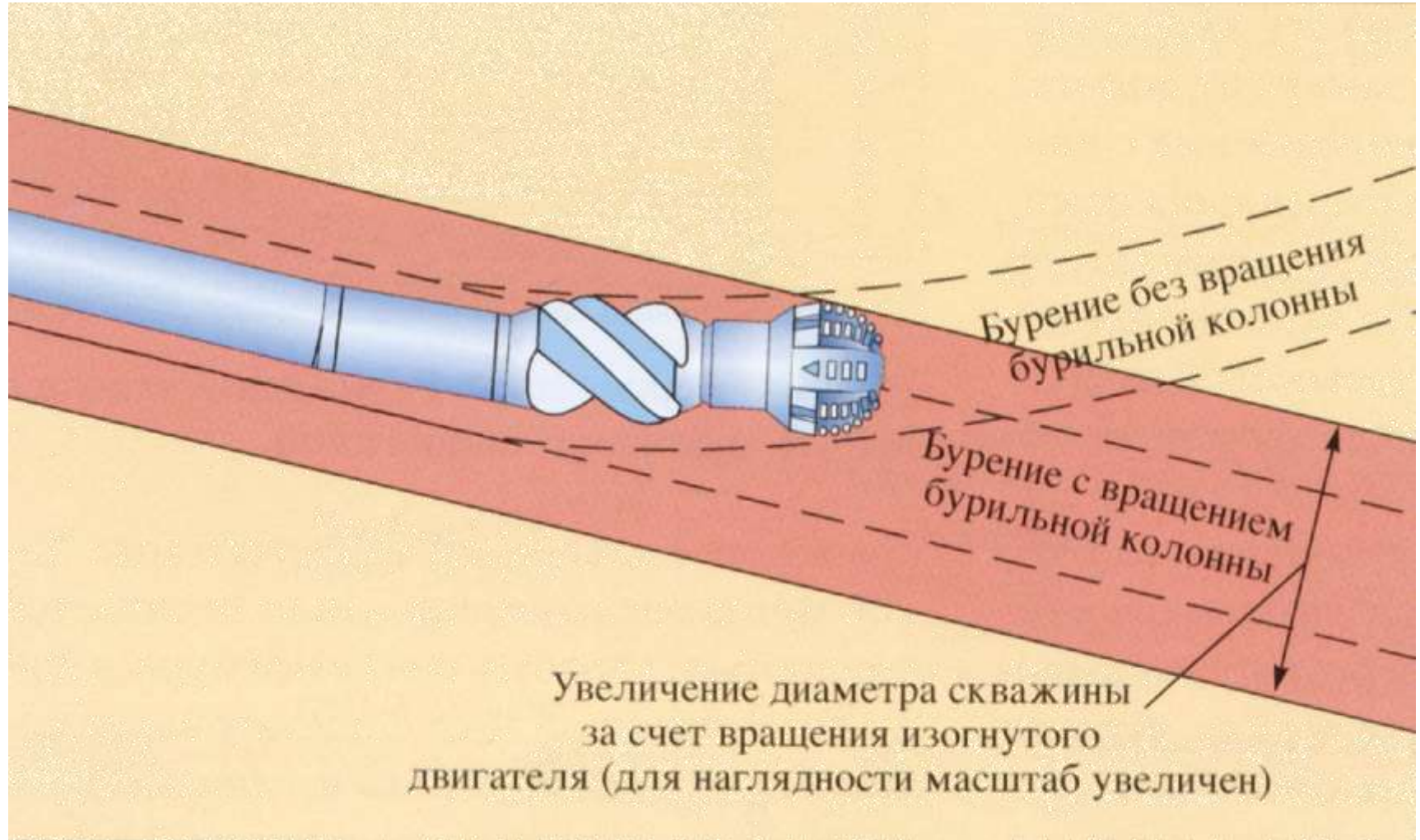
Винтовой забойный двигатель-отклонитель

Устройство для регулирования угла искривления корпуса двигателя-отклонителя.



Способы регулирования

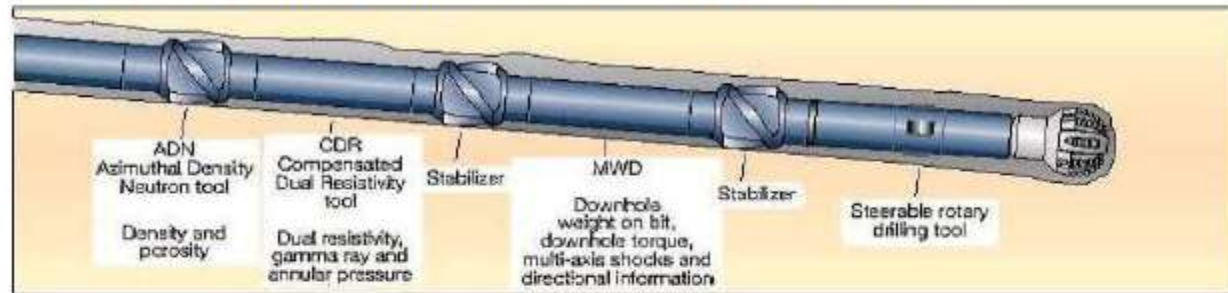
Способ регулирования интенсивности искривления без смены КНБК



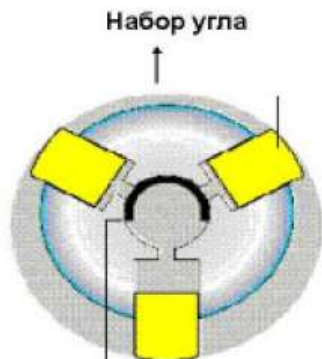
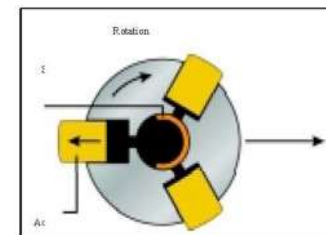
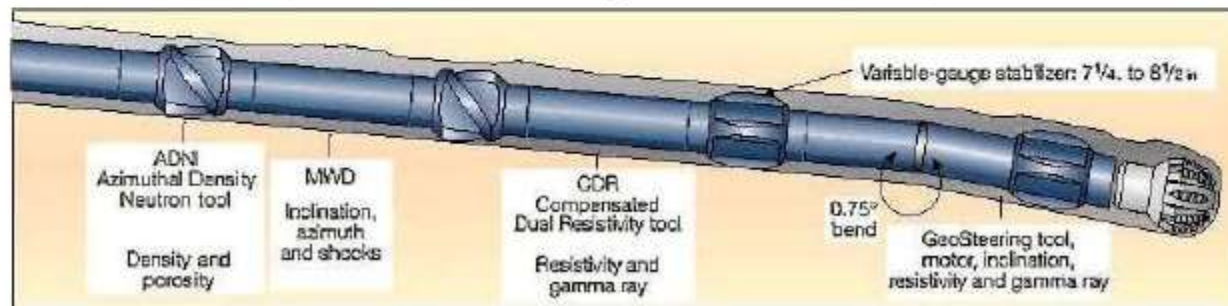


Роторные управляемые системы

- Push-the-bit (приложение к долоту боковой силы)



- Point-the-bit (смещение оси вращения долота)





Тема №7

Бурение горизонтальных скважин.



Определение

Горизонтальными называются такие скважины, которые вскрывают продуктивный пласт на интервале не менее, чем вдвое превышающем толщину пласта.



Преимущества горизонтальных скважин

Общие преимущества горизонтальных скважин

- **Снижение** общего количества скважин.
- **Повышение** степени извлечения углеводородов за счет более интенсивного перетока флюидов и оптимальной системы разработки месторождения.
- **Повышение** дебита скважин за счет увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования.
- **Снижение** удельных капитальных вложений на тонну добываемой нефти.



Преимущества горизонтальных скважин

Преимущества горизонтальных скважин на поздних стадиях разработки месторождения

- **Восстановление**, а в ряде случаев и повышение продуктивности месторождений.
- **Снижение** обводненности нефти.
- **Повышение** степени активного воздействия на пласт с целью интенсификации притока флюида.
- **Повышение** эффективности нагнетательных скважин, буримых для поддержания пластового давления.



Преимущества горизонтальных скважин

Преимущества горизонтальных скважин за счет сокращения затрат на природоохранные мероприятия

Экономия средств происходит в результате уменьшения:

- отчуждения земель;
- загрязнения поверхностных и подземных вод нефтепродуктами и химреагентами;
- объема сооружаемых инженерных коммуникаций;
- объема отходов;
- воздействия на окружающую среду при кислотных обработках, гидроразрывах пласта, термическом воздействии.



Недостатки горизонтальных скважин

- **Увеличение объема метража** бурения по отдельной скважине.
- **Повышение себестоимости** метра скважины.
- **Эффективность (дебит)** горизонтального ствола **меньше**, чем вертикального такой же длины.
- В процессе эксплуатации **дебит горизонтальной скважины снижается более интенсивно**, чем **вертикальной**, однако накопленная добыча повышается.



Классификация профилей

с большим радиусом кривизны
($i=0,6-2$ град/10 м)

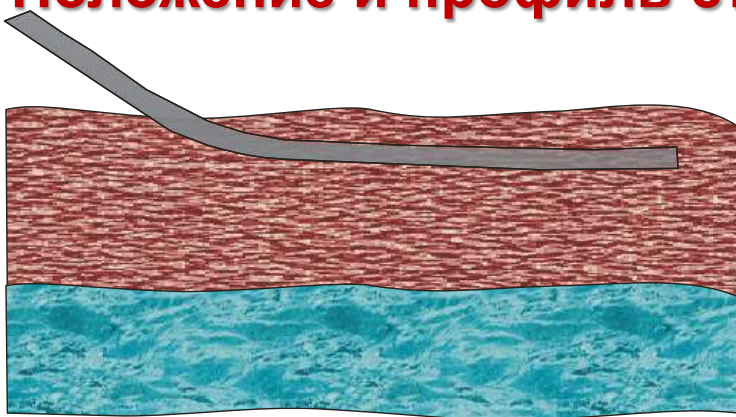
со средним радиусом кривизны
($i=2-10$ град/10 м)

с малым радиусом кривизны
($i=5-10$ град/м)

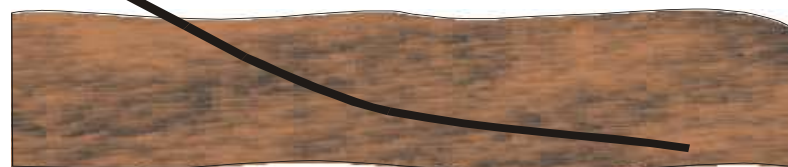
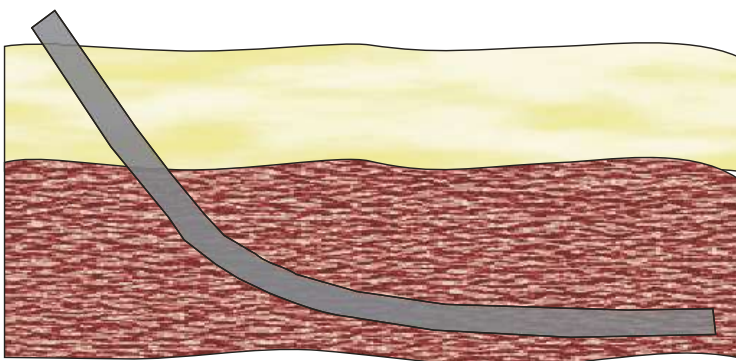
со сверхмалым радиусом кривизны



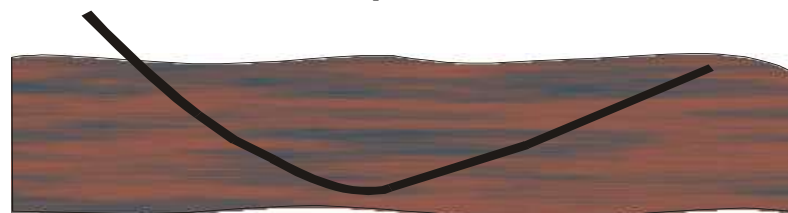
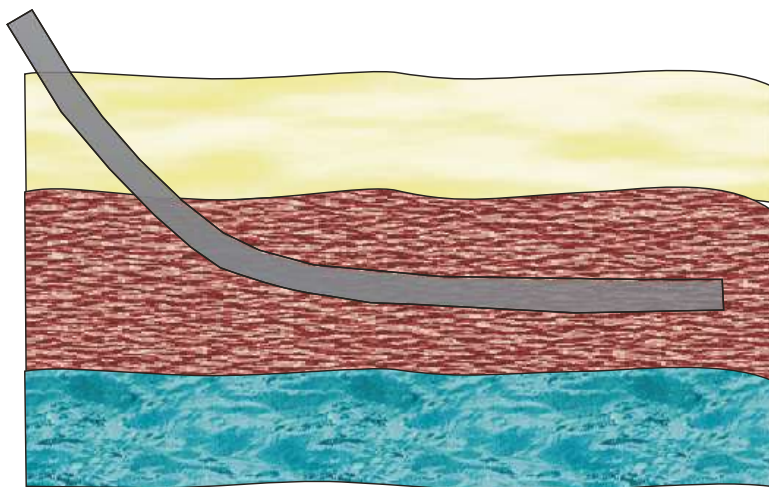
Положение и профиль ствола в продуктивном пласте



маломощные пласты с трещиноватым коллектором



однородные пласты большой мощности



пласты с АНПД и с высоковязкими нефтями



неоднородные пласты значительной мощности



Дополнительные требования к буровым растворам

- **Минимальное** воздействие на продуктивный пласт в связи с тем, что время контакта раствора с коллектором многократно возрастает.
- **Повышенные** смазочных свойства для снижения сил сопротивления движению колонны бурильных труб.
- **Повышенная** способность к выносу шлама.
- Обеспечение **устойчивости** стенок скважины, так как напряжения в висячей стенке скважины больше, чем в вертикальном стволе.

Признаки плохой очистки скважины

- **Малый** объем удаляемого из раствора шлама.
- **Увеличение** нагрузки на крюке при подъеме инструмента.
- **Возрастание** давления бурового раствора на стояке.
- **Образование сальников** на колонне бурильных труб.



Поведение шлама в наклонной скважине при останове циркуляции раствора

При зенитных углах $< 30^\circ$ шлам оседает на забое скважины.

При зенитных углах от 30° до 60° шлам оседает на лежащей стенке скважины и по мере накопления лавинообразно скатывается вниз, образуя шламовые пробки. В результате возможны прихваты инструмента.

При зенитных углах $> 60^\circ$ образуется устойчивая шламовая подушка на лежащей стенке скважины.

Мероприятия по полному удалению шлама из скважины

- **Увеличение расхода бурового раствора** (до трехкратного).
- В процессе бурения **периодическое расхаживание** и **вращение** (если это возможно) инструмента ротором.
- Перед наращиванием и подъемом инструмента **промывка скважины с расхаживанием и вращением инструмента**. Время промывки в 1,5-2,5 раза больше, чем для вертикальных скважин такой же глубины и диаметра.
- **Промежуточные промывки** при спуско-подъемных операциях (через 100-500 м).
- **Порционная промывка** (высоковязкий раствор -обычный раствор).
- **Обратная промывка.**



Причины снижения проницаемости продуктивного горизонта

- **Закупорка** пор твердой фазой раствора.
- **Диспергирование** глин, находящихся в пласте, при взаимодействии с фильтром раствора.
- **Образование** осадков и эмульсий при взаимодействии раствора и пластового флюида.
- **Увеличение** вязкости флюида под действием полимеров.

Способы заканчивания скважин

- Открытым стволом.
- Спуском перфорированного хвостовика.
- Спуском эксплуатационной колонны с последующим цементированием и перфорацией.
- Спуском перфорированного хвостовика с последующей гравийной набивкой.



Общие рекомендации по выбору способа заканчивания

Заканчивание открытым стволом рационально при небольшой длине горизонтального участка, что имеет место при малых радиусах искривления, в устойчивых породах, когда вынос песка незначителен, а наличие зон водо- и газопоступления маловероятно.

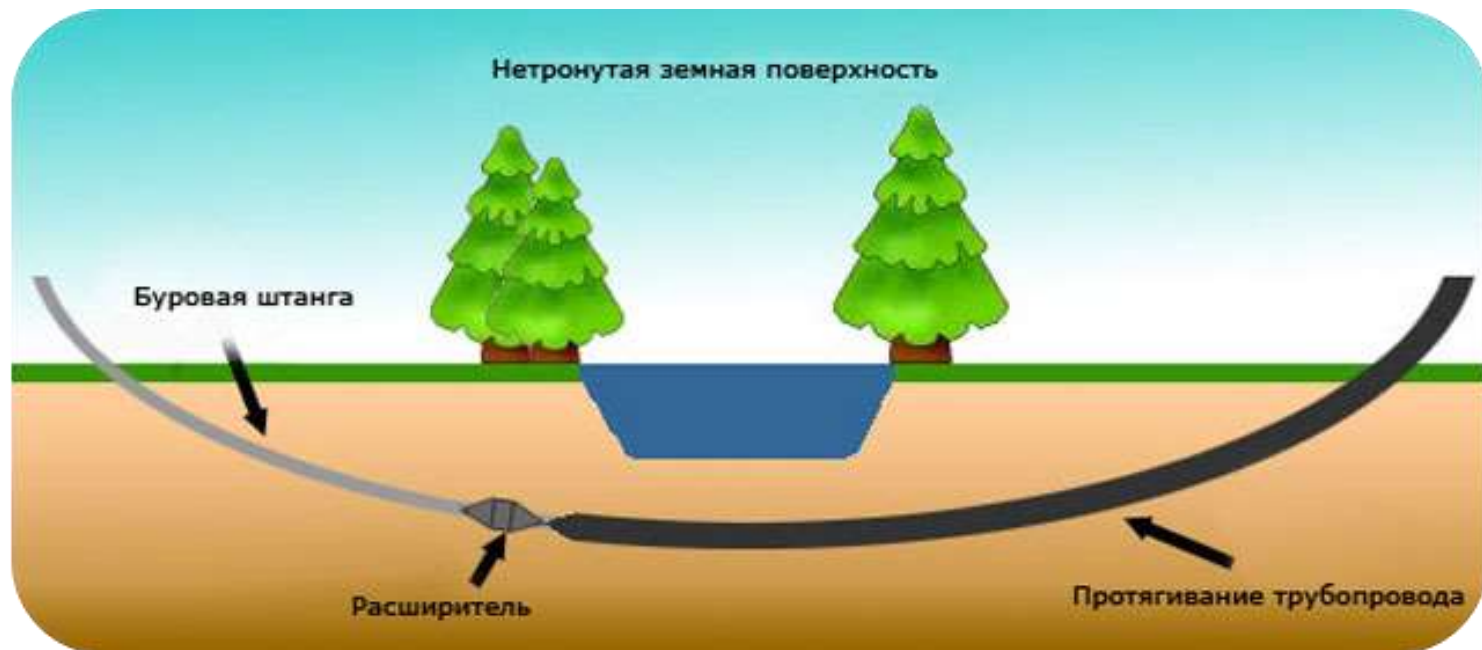
Заканчивание с использованием перфорированного хвостовика рационально в скважинах со средним радиусом кривизны, но может быть использовано и в других случаях, когда породы относительно устойчивы, но возможен значительный вынос песка, а продуктивный горизонт более менее однороден.

Заканчивание цементированием обсадной колонны рационально в неустойчивых породах со сложным строением пласта, однако, вынос песка при этом должен быть невелик, скважина пробурена по профилю с большим или средним радиусом искривления с большой длиной горизонтального ствола.



Другие области применения горизонтального бурения

- Строительство подземных газохранилищ.
- Дегазация угольных пластов.
- Бурение скважин с целью водопонижения перед разработкой месторождений полезных ископаемых.
- Бурение скважин для сброса загрязненных вод.
- Подземная газификация углей.





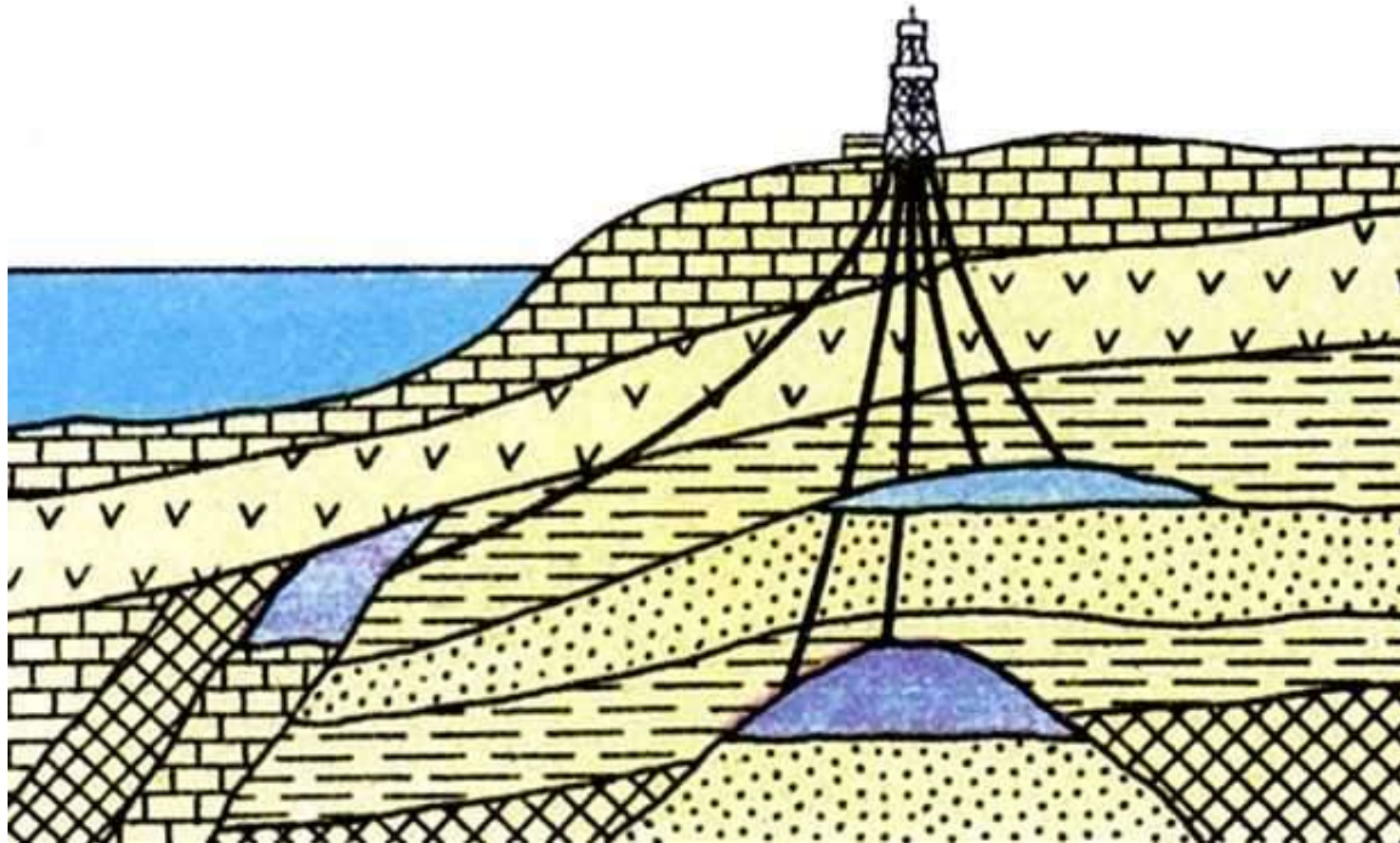
Тема №8

Бурение скважин с кустовых оснований.



Определение

Кустовым бурением называется такой способ, при котором устья скважин находятся на общей площадке сравнительно небольших размеров, а забои в соответствии с геологической сеткой разработки месторождения.





Преимущества кустового бурения

1. **Сокращение** затрат средств и времени на обустройство площадок под буровые установки, подъездных путей и других коммуникаций.
2. **Уменьшение** затрат времени на вышкостроение.
3. **Сокращение** затрат на эксплуатационное обслуживание и ремонт скважин.
4. **Сокращение** затрат на природоохранные мероприятия.

Недостатки кустового бурения

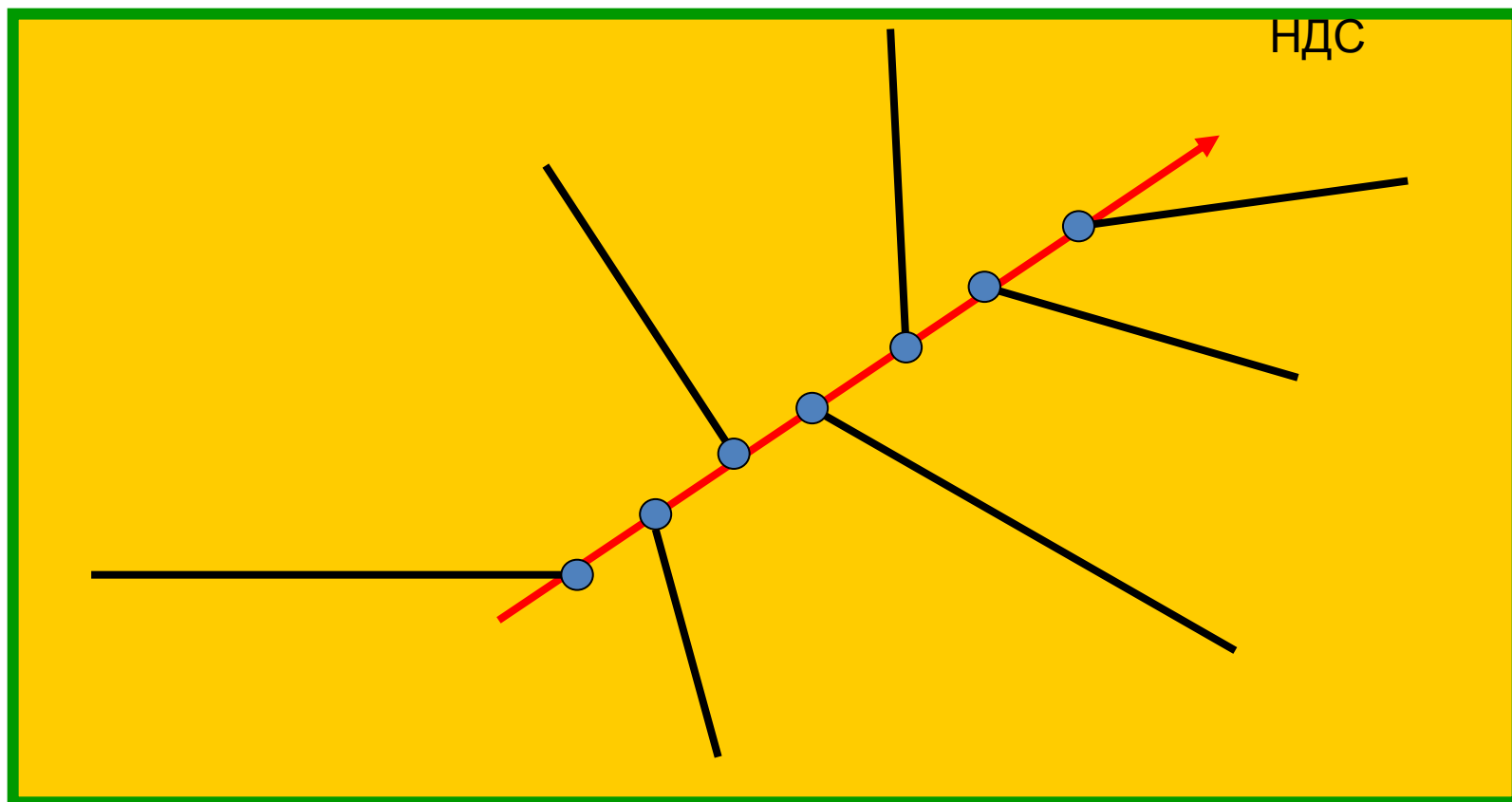
1. **Дополнительные затраты** средств и времени на искусственное искривления скважин.
2. **Увеличение** объемов бурения.



Особенности проектирования скважин при кустовом бурении

Оптимальное направление движения станка

Оптимальным считается такое НДС, при котором направления на проектные забои скважин близится к **перпендикулярным по отношению к НДС.**

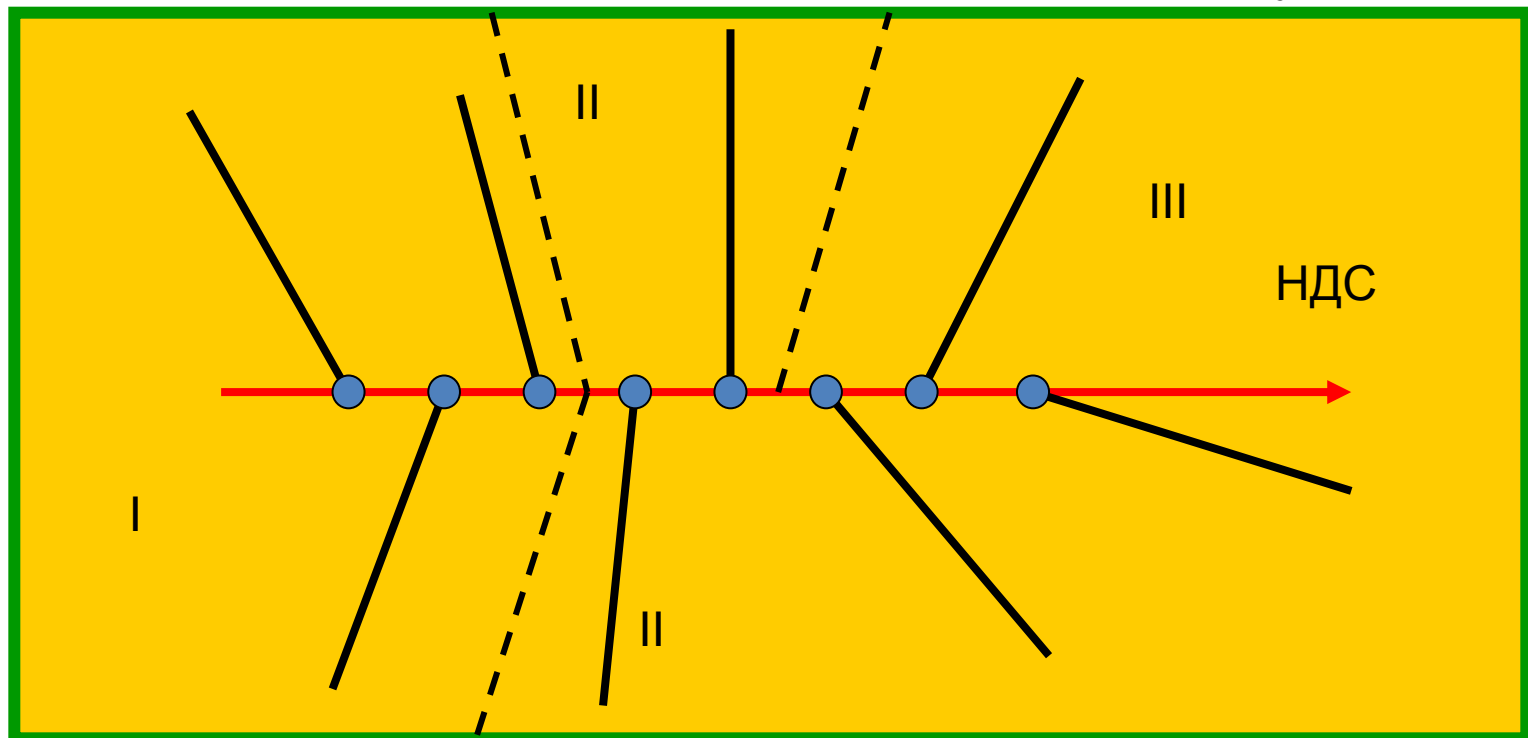




Особенности проектирования скважин при кустовом бурении

Очередность бурения скважин

Очередность бурения скважин принимается следующей: в **первую очередь** бурятся скважины, для которых угол, измеренный от НДС до проектного направления на забои по часовой стрелке, составляет **120-240°(I сектор)**, причем сначала бурятся скважины с большими зенитными углами; **во вторую очередь** бурятся скважины, для которых этот угол составляет **60-120°(II сектор)**, и вертикальные скважины; в **последнюю очередь** бурятся скважины, для которых указанный угол ограничен секторами **0-60°** и **300-360°(III сектор)**, причем сначала скважины с меньшими зенитными углами.

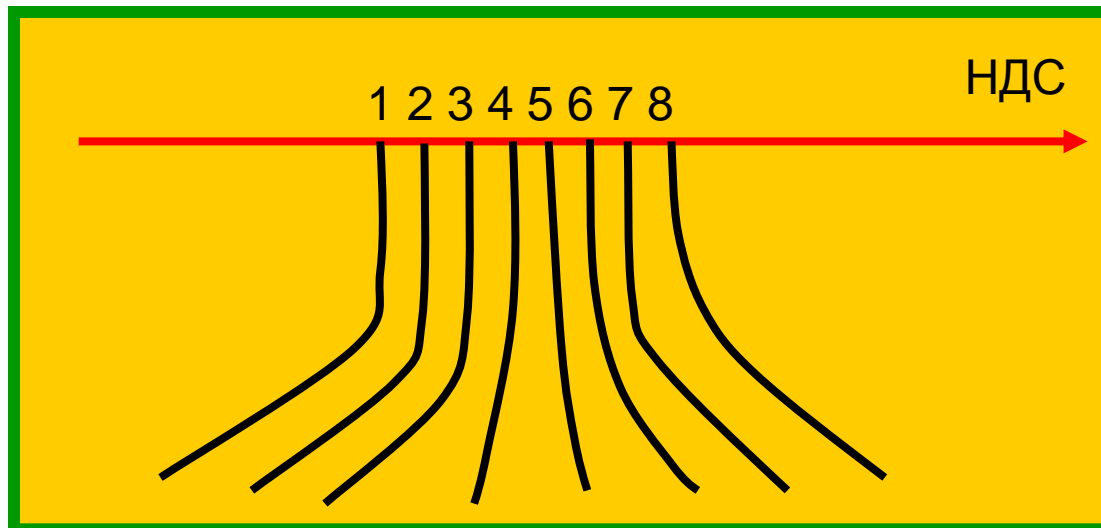




Особенности проектирования скважин при кустовом бурении

Глубина зарезки наклонного ствола

Глубина зарезки наклонного ствола при бурении скважин **I** и **II секторов** для первой скважины принимается минимальной, а для последующих увеличивается. Во **II секторе** допускается для последующих скважин глубину зарезки наклонного ствола уменьшать только в том случае, если разность в азимутах забуривания соседних скважин составляет 90° и более. Для скважин **III сектора** глубина зарезки наклонного ствола для очередной скважины принимается меньшей, чем для предыдущей. Расстояние по вертикали между точками забуривания наклонного ствола для двух соседних скважин должно быть не менее 30 м, если разность в проектных азимутах стволов составляет менее 10° , 20 м, если разность азимутов $10-20^\circ$; и не менее 10 м во всех остальных случаях.





Оптимальное число скважин на кусте

Число скважин в кусте определяется с точки зрения:

- *Пожарной безопасности.*
- *Технических возможностей проходки скважин.*
- *Экономической целесообразности.*

1. В целях **пожарной безопасности** нормативно установлено, что суммарный дебит скважин в кусте не должен превышать **4000 т/сут** при газовом факторе не более **200 м³/м³**.

2. С **технической точки** зрения максимальное число скважин в кусте n_{\max} определяется из выражения

$$n_{\max} = \frac{\pi \cdot a_{np}^2}{t} \quad t = b \cdot h$$

где a_{np} - максимальное нормативно установленное, либо предельно возможное отклонение скважины от вертикали для используемой технологии направленного бурения; t - плотность геометрической сетки разработки месторождения; b - расстояние по горизонтали между рядами сетки; h - расстояние по горизонтали между скважинами в ряду.



Оптимальное число скважин на кусте

С *экономической* точки зрения при кустовом бурении:

- **сокращаются затраты** средств на сооружение оснований под буровую, монтажно-демонтажные работы, строительство подъездных путей, ЛЭП, нефтепроводов и т. д.;
- **возрастают затраты** на бурение скважин в связи с необходимостью их искусственного искривления;
- **увеличивается длина** скважин по стволу.

При **оптимальном числе скважин** в кусте **стоимость** каждой из них **будет минимальной**.

Методика расчета

1. Для конкретных условий определяется себестоимость **C** строительства основания под одну скважину куста.

Для Нефтеюганского УБР, например, она имеет вид: $C = 0,2C_o \left(1 + \frac{4}{n}\right)$,

где C_o - затраты средств на строительство оснований для одиночной скважины; n - число скважин в кусте.

2. Определяется зависимость возрастания себестоимости метра скважины δ в связи с дополнительными затратами на искусственное искривление.

Для большинства месторождений Среднего Приобья эта зависимость имеет вид: $\delta = 0,4\delta_o (1 + 1,5k)$,

где δ_o - себестоимость метра вертикальной скважины; k -коэффициент, равный отношению производительности бурения наклонных и вертикальных скважин.

Этот коэффициент определяется по фактическим данным и колеблется в пределах от 1 до 2 в зависимости от числа скважин в кусте.



Методика расчета

3. Для конкретных условий определяется зависимость увеличения объема бурения от числа скважин в кусте.

Для Самотлора эта зависимость выглядит следующим образом: $h = 13,5n + 2000$,

где h -длина ствола наклонной скважины.

Себестоимость A одной скважины в кусте равна

$$A = c + \delta h \quad \text{или}$$

$$A = 0,2c_o \left(1 + \frac{4}{n} \right) + 4\delta_o (1 + 1,5\kappa)(13,5n + 2000).$$

Себестоимость одной скважины будет **минимальной** при равенстве первой производной функции стоимости нулю, т.е.:

$$\frac{dA}{dn} = \frac{0,8C_o}{n^2} + 5,4\delta_o(1 + 1,5\kappa) = 0.$$

Отсюда оптимальное число скважин в кусте n_{opt} определяется из выражения:

$$n_{opt} = \sqrt{\frac{0,8C_o}{5,4\delta_o(1 + 1,5\kappa)}}.$$



Тема №9

Другие технологии направленного бурения. Бурение дополнительных стволов.



Рациональная область применения

- **бездействующие скважины** в результате сложной аварии с подземным оборудованием;
- **скважины с дефектами в эксплуатационной колонне** (слом, смятие или смещение), не поддающимися исправлению;
- **выбывшие из эксплуатации** вследствие нарушения призабойной зоны, восстановить которую неизвестным способом невозможно;
- **скважины**, в которых при опробовании произошли **прорывы высоконапорных подошвенных вод**, неподдающихся изоляции;
- расположение на участках, где по условиям, состоянию разработки пласта и **экологическим соображениям** бурить новые скважины **нецелесообразно**.



Проблемы при забурировании боковых стволов

- **большая** глубина зарезки второго ствола;
- **малый** диаметр ствола, поэтому все оборудование и инструмент имеют существенные ограничения в поперечных размерах;
- **большая** интенсивность искривления дополнительного ствола;
- ориентирование отклонителей производится в обсадной колонне, поэтому **обычные методы не могут быть использованы.**

Место зарезки второго ствола должно удовлетворять следующим условиям

- Максимальная возможная глубина.
- Между муфтами обсадной колонны.
- В интервале устойчивых пород, не склонных к осыпанию.
- При качественном затрубном цементировании.
- Отсутствие второй колоны обсадных труб.
- Обеспечение подсечения продуктивного горизонта в заданной точке при требуемом отходе и зенитном угле.



Последовательность выполнения работ

1. обследование и выбор места в колонне для вскрытия «окна» или вырезание участка колонны;
2. вскрытия «окна» или вырезание участка колонны;
3. зарезка второго ствола и бурение до требуемой глубины;
4. комплекс геофизических исследований;
5. спуск эксплуатационной колонны или хвостовика;
6. вторичное вскрытие продуктивного горизонта (при необходимости).

Способы забуривания дополнительного ствола

- **Вырезание эксплуатационной колонны** на длину 10-12 метров с помощью специального вырезающего устройства. Далее цементирование этого участка ствола и выше вырезанной части колонны на 10-20 м. После ОЗЦ бурение цементного камня компоновкой с забойным двигателем и отклонителем.
- Установка в скважине отклоняющего клина, возможно с цементированием его. Затем **вскрытие «окна» в эксплуатационной колонне** райбером (набором райберов) и дальнейшее бурение ствола.

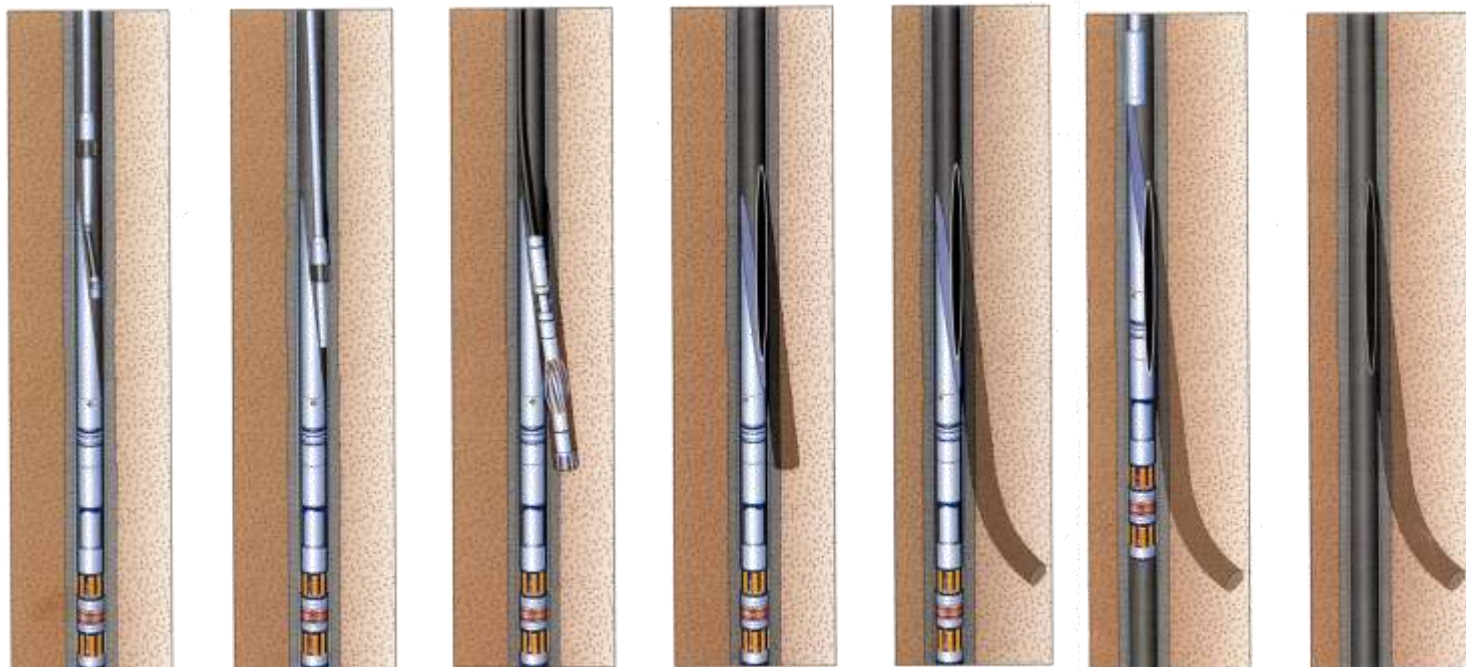


Способы резки бокового ствола

Последовательность бурения
методом вырезания колонны



Последовательность бурения
методом прорезания «окна»





Необходимое специальное оборудование и инструмент для забуривания дополнительных стволов

- Универсальное вырезающее устройство или клиновой отклонитель.
- Набор райберов или винтовой двигатель – отклонитель.
- Ориентаторы отклонителей в обсадной колонне (магнитной среде).
- Малогабаритные телесистемы.

Преимущества метода забуривания дополнительного ствола вырезанием части обсадной колонны

- Уменьшение вероятности осложнений при СПО.
- При неудаче можно повторить забуривание.
- Из одного «окно» можно пробурить несколько скважин.

Недостатки метода

- Большие затраты времени на вырезание колонны.
- Меньшая точность ориентирования дополнительного ствола.

Преимущества метода забуривания дополнительного ствола прорезанием «окна»

- Высокая точность ориентирования.
- Возможно использование роторного способа бурения.
- малый объем фрезеруемого металла.

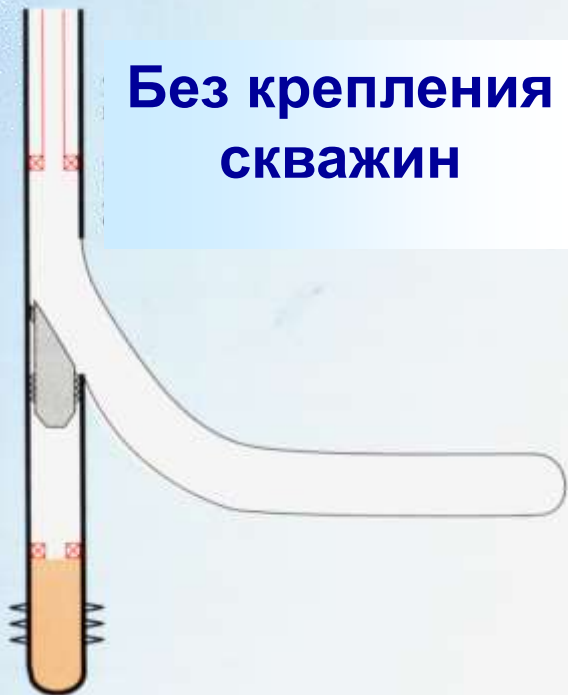
Недостатки метода

- Возможны осложнения при спуске клина.
- Возможны просадка или проворот клина при бурении.
- Сложность конструкции клина.



Способы заканчивания дополнительных стволов

**Без крепления
скважин**



**С щелевым
или
гравийным
фильтром**



**Крепление
хвостовиком с
цементировани
ем**





Тема №10

Другие технологии направленного бурения. Многоствольные скважины.



Преимущества многоствольных скважин

Главное преимущество состоит в увеличении площади контакта скважины с продуктивным пластом.

В результате:

- увеличивается производительность скважины;
- повышается коэффициент извлечения флюида;
- снижается депрессия на пласт, вследствие чего уменьшается вынос песка, приток воды;
- многоствольная скважина пересекает и соединяет многослойные неоднородные залежи;
- уменьшается потребность в устьевом и насосном оборудовании при эксплуатации скважины;
- уменьшаются затраты на природоохранные мероприятия.

Недостатки многоствольных скважин

- Авария в основном стволе приводит к потере всех дополнительных стволов.
- Необходимы дополнительное оборудование и специальный инструмент.
- Сложная технология бурения.
- Существенное удорожание буровых работ.



Возможные схемы расположения дополнительных стволов в пласте

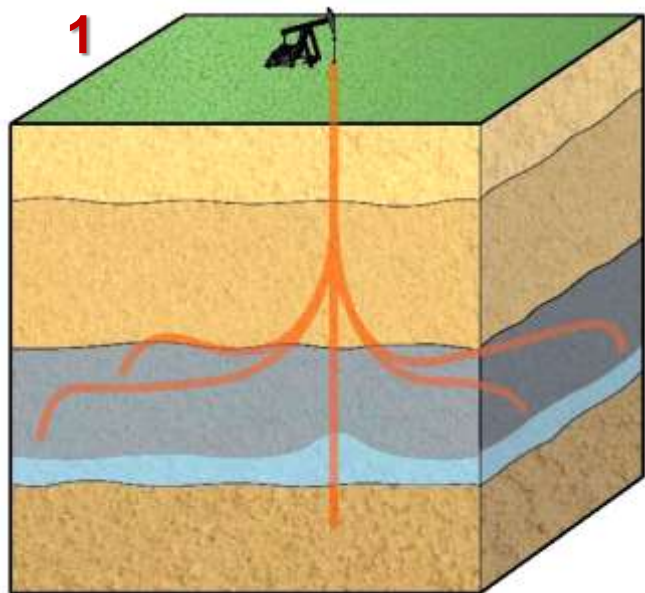
1. **Две расходящиеся в противоположные стороны скважины.** В этом случае уменьшаются потери давления на трение флюида в процессе эксплуатации.

2. **Параллельные дополнительные стволы в одной вертикальной плоскости.** Такие скважины наиболее эффективны в слоистых коллекторах.

3. **Дополнительные стволы располагаются в одной горизонтальной плоскости.** Такие скважины наиболее эффективны в продуктивных горизонтах с низким пластовым давлением и для извлечения тяжелых нефтей.



Рациональная область применения



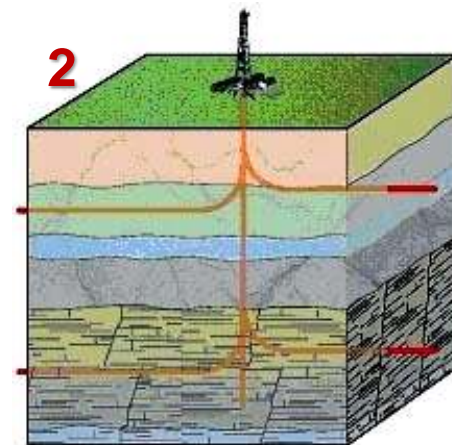
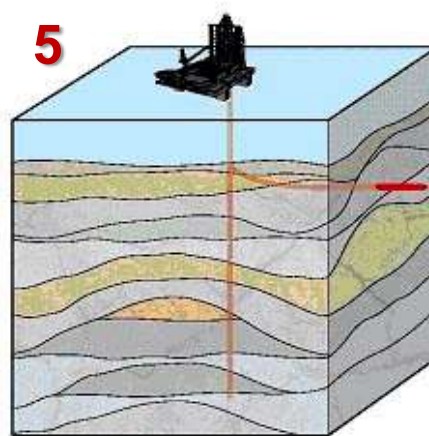
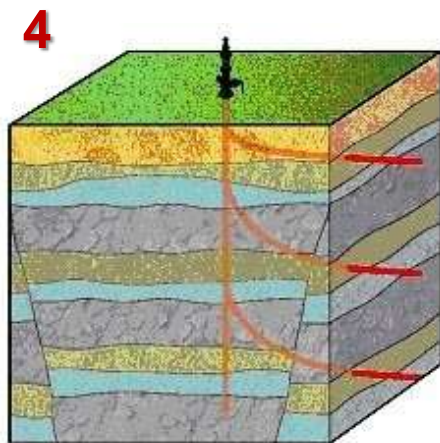
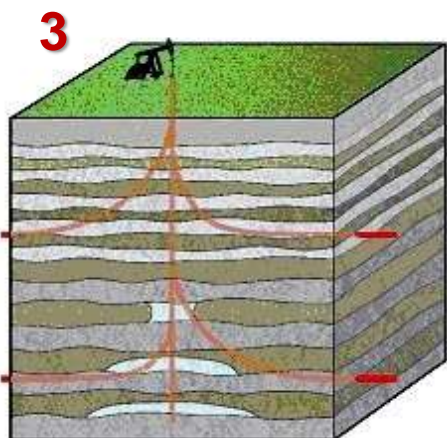
1. Залежи тяжелой нефти, истощенные залежи с низким пластовым давлением.

2. Залежи с низкой проницаемостью или малой естественной трещиноватостью.

3. Тонкослоистые пласты и многослойные залежи. Пологонаклонные дополнительные стволы пересекают несколько пропластков.

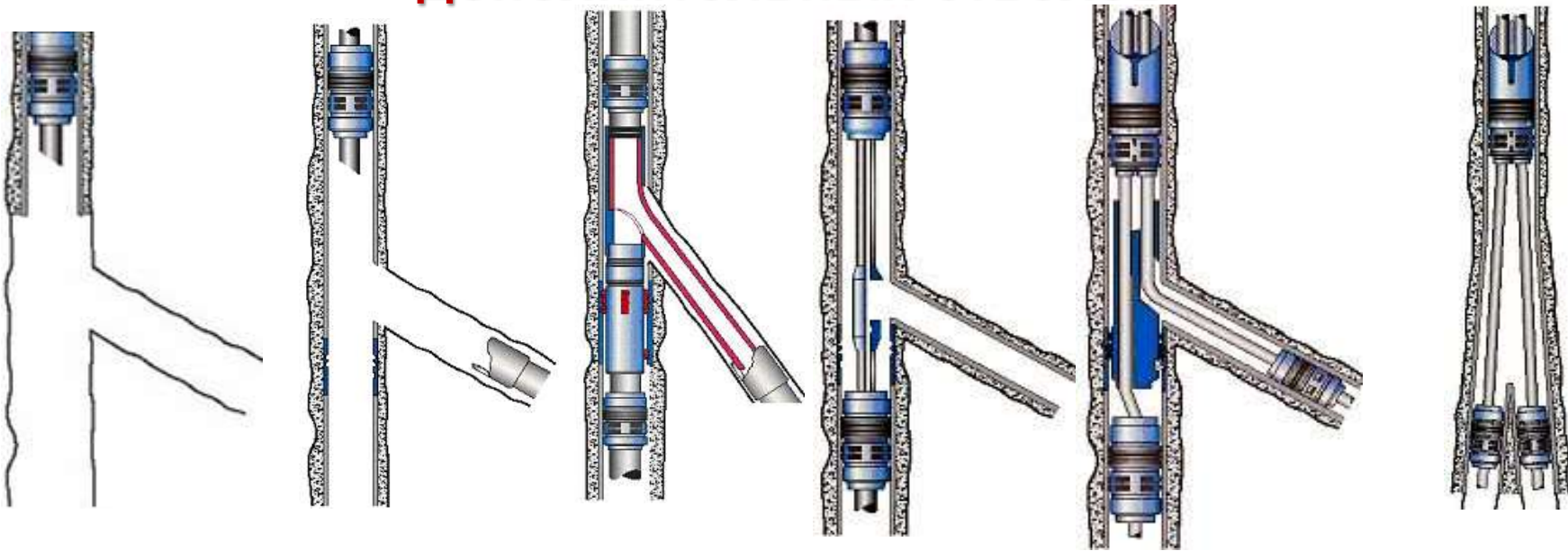
4. Обособленные части залежи.

5. Разработка месторождений – спутников.





Классификация видов сочленений основного и дополнительных стволов



1. Открытый дополнительный ствол, открытый основной ствол (безопорное сочленение).
2. Обсаженный и зацементированный основной ствол и открытый, или частично зацементированный хвостовик в дополнительном стволе.
3. Обсаженный и зацементированный основной ствол с незацементированным хвостовиком в дополнительном стволе. Хвостовик механически подсоединен к главному стволу (соединение показано красным цветом).
4. Обсаженный и зацементированный основной ствол с зацементированным механически подсоединенным к основному стволу хвостовиком, опущенным в дополнительный ствол.
5. Обсаженный и зацементированный основной ствол и незацементированный или зацементированный хвостовик, гидравлически изолированный и герметичный за счет установки пакеров, сальников.
6. Обсаженный и зацементированный основной ствол и зацементированные хвостовики в двух дополни-тельных стволах. Сочленение образует единое целое с колонной основного ствола.



Тема №11

Другие технологии направленного бурения. Радиальное бурение.



Технология радиального бурения

Первый этап

Бурение скважины, как правило, со средним радиусом кривизны до кровли продуктивного горизонта, спуск обсадной колонны диаметром 178 ... 273 мм, цементирование ее. Затем бурение горизонтального ствола длиной до 1000 м при диаметре чаще 215,9 мм.

Горизонтальный ствол остается открытым, либо при необходимости крепится колонной обсадных труб.

Второй этап

В скважину на глубину, где планируется бурение первого дополнительного ствола, опускается колонна направляющих труб, оканчивающаяся отклоняющим клином. Колонна ориентируется в требуемом направлении и на поверхности закрепляется.



Технология радиального бурения

Третий этап

Внутри колонны направляющих труб на колонне бурильных труб опускается долото с ГЗД, имеющем перекося осей верхней и нижней частей. Начинается бурение дополнительного ствола с постоянной до 1 град/м интенсивностью искривления (по радиусу) до проектной глубины.

При бурении осуществляется постоянный контроль за траекторией дополнительного ствола, и при необходимости производится корректировка трассы путем поворота колонны бурильных труб с забойным двигателем на необходимый угол.

Длина дополнительного ствола может достигать до 300 м, его диаметр до 112 мм.



Технология радиального бурения

Четвертый этап

Колонна бурильных труб поднимается внутрь колонны направляющих труб. Обе колонны опускаются вниз или поднимаются вверх до места забуривания нового дополнительного ствола, ориентируются в заданном направлении, и процесс повторяется. Общее количество дополнительных стволов может достигать до 100.

Пятый этап

После бурения требуемого количества дополнительных стволов обе колонны труб (бурильных и направляющих) извлекаются из скважины. Основной и дополнительные стволы могут быть оборудованы фильтрами, либо гравийной набивкой, либо остаться открытыми. Скважина готова к эксплуатации.



Тема №12

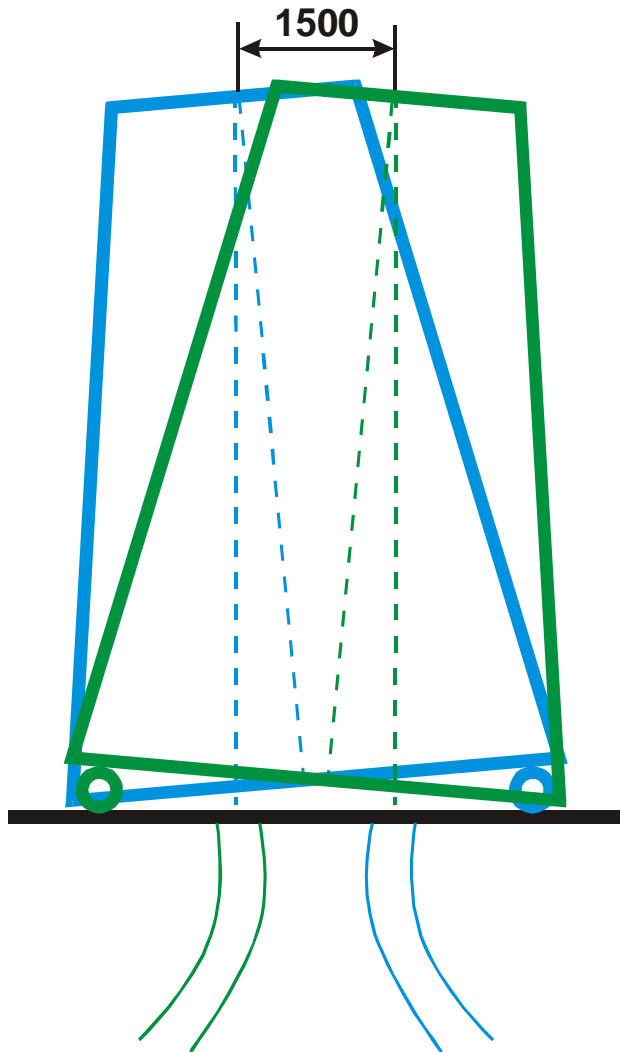
Другие технологии направленного бурения. Двуствольное бурение.



Последовательное двуствольное бурение

Сущность:

буровая вышка монтируется наклонно путем установки под две ноги прокладок; после бурения первой скважины прокладки ставятся под две другие ноги, и бурится вторая скважина.



Преимущества :

снижение затрат времени на монтажно-демонтажные работы.

Недостатки:

грузоподъемность вышки снижается на 15-20%;
возможно пересечение стволов.



Параллельное двухствольное бурение одним комплектом инструмента

Сущность: одной буровой установкой производится бурение двух скважин. Цикл работ может быть следующий.

Скважина 1	Скважина 2
Бурение Подъем инструмента Технологический простой (Инклинометрия, геофизические и др. исследования)	Технологический простой Спуск инструмента Бурение

Необходимо специальное оборудование: перемещающийся кронблок и два ротора.



Параллельное двухствольное бурение двумя комплектами инструмента

Сущность: все необходимые работы выполняются практически одновременно на двух скважинах. Цикл проверки скважин может быть следующим

Скважина 1	Скважина 2
Бурение первым комплектом инструмента Подъем первого комплекта инструмента Спуск второго комплекта инструмента	Спуск второго комплекта инструмента Бурение вторым комплектом инструмента Подъем второго комплекта инструмента

Необходимо специальное оборудование: перемещающийся кронблок, два ротора, забойный регулятор подачи долота.

Спасибо за внимание!!!